IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI DI PICCOLA TAGLIA: GUIDA TECNICA

GENNAIO 2011

FIRE - Via Flaminia 441 - 00196 ROMA - Tel. 06-36002543 Fax. 06-36002544

IMPIANTI EOLICI E FOTOVOLTAICI DI PICCOLA TAGLIA: GUIDA TECNICA

Federazione Italiana per l'uso Razionale dell'Energia

Indice

Introduzione

L'energia solare fotovoltaica e l'energia eolica stanno conoscendo un notevole sviluppo nel nostro paese per effetto del crescente interesse verso soluzioni tecnologiche atte a migliorare la sicurezza e i costi dell'approvvigionamento energetico e grazie alle politiche di incentivazione messe in campo per favorire la loro diffusione.

Nel campo fotovoltaico l'introduzione del Conto Energia ha prodotto un impulso notevole alla diffusione sia di impianti di taglia media e grande (Solar Farm), sia di impianti piccoli realizzati da individui e/o imprese e variamente integrati in contesti urbani o rurali.

Per quanto riguarda l'eolico la crescita degli ultimi anni ha riguardato quasi esclusivamente gli impianti di grossa taglia (Wind Farm) a causa delle caratteristiche anemologiche del nostro paese, ma anche per effetto di una relativa minore conoscenza delle opportunità offerte dagli impianti di piccola taglia.

In tale contesto la presente guida vuole costituire un elemento di informazione per coloro che intendano approfondire l'opportunità di un investimento in impianti di piccola taglia, intrinsecamente legati al modello dell'autoconsumo, e allo stesso tempo un manuale di accompagnamento nell'impostazione dell'investimento e nella sua realizzazione concreta.

Le due opzioni, eolica e fotovoltaica, sono trattate separatamente allo scopo di consentire un approfondimento verticale completo sul singolo tema.

Specialmente nella parte impiantistica elettrica le due applicazioni presentano caratteristiche simili, trattandosi di impianti di piccola taglia sottoposti a normative in gran parte comuni.

Nelle Appendici vengono ricapitolati i riferimenti di tipo legislativo e normativo vigenti a livello nazionale ed europeo.

Image source: aboutpixel.de / Sonne und Wind © Rainer Sturm

Impianti eolici di piccola taglia

L'energia eolica è una fonte rinnovabile che sta conoscendo un grande sviluppo a livello globale.

La sua diffusione deriva principalmente dal fatto che gli impianti eolici rappresentano una soluzione affidabile, economica (basso costo di investimento) e redditizia (tempi brevi di ritorno dell'investimento).

La generazione con impianti di piccola taglia è ancora relativamente poco diffusa in Italia, a causa di limiti oggettivi di disponibilità della risorsa vento in molte aree, ma anche per una minore conoscenza rispetto alle altre soluzioni disponibili per conseguire l'efficienza energetica.

Opportunamente valutata in termini di fattibilità, essa invece può essere utilmente sfruttata anche da privati cittadini e/o imprese come forma di autoproduzione, per soddisfare il proprio fabbisogno energetico.

Il presente documento si pone dunque l'obiettivo di familiarizzare il lettore con le opportunità fornite dalla generazione eolica di piccola taglia e di accompagnarlo nella individuazione della soluzione impiantistica più adatta alle proprie esigenze.

Per tali motivi il linguaggio utilizzato è di tipo divulgativo e vengono forniti ampi riferimenti per ulteriori approfondimenti.

Image: Dan / FreeDigitalPhotos.net

Definizioni

Il vento è generato dal sole che riscalda in modo non uniforme la superficie terrestre e rappresenta quindi una risorsa completamente rinnovabile.

I sistemi eolici trasformano l'energia del vento in energia elettrica attraverso le **turbine**, dispositivi appositamente progettati per catturare e trasformare in energia elettrica la maggior quantità possibile dell'energia cinetica posseduta dal vento.

Le turbine sono costituite da un numero più o meno elevato di pale che, sotto la spinta del vento, ruotano e spingono un generatore elettrico che produce la corrente.

I sistemi più diffusi e conosciuti sono quelli di grande taglia, caratterizzati da turbine di grandi dimensioni installate su torri che possono raggiungere un'altezza complessiva superiore ai 100m.

Tali turbine sono spesso aggregate in grandi centrali denominate "wind farm" e sono tipicamente installate in aree remote, sulla terraferma oppure sul mare.

Con il termine **mini-eolico** si intendono invece gli **impianti di piccola taglia** che, grazie alle ridotte dimensioni, possono essere installati in aree abitate oppure in loro immediate prossimità.

Sono impianti per lo più dedicati ad autoconsumo al servizio di industrie, aziende agricole, edifici o comunità isolate.

Nel presente documento tratteremo impianti di potenza fino a 20 kW. Gli impianti di potenza inferiore a 1 kW sono spesso denominati **micro-eolici**.

Image: Wiangya / FreeDigitalPhotos.net

Obiettivi di un impianto mini-eolico

L'idea di installare un impianto eolico di piccola taglia nasce da motivazioni prevalentemente legate all'**autoconsumo**, che possono essere dettate dall'esigenza di produrre energia in una zona non servita dalla rete elettrica (es. un rifugio alpino) oppure, più comunemente, dall'esigenza di migliorare la propria bolletta energetica e impronta ambientale (es. azienda agricola).

Per tali caratteristiche e la potenza limitata, anche in termini fiscali un impianto mini-eolico non è classificato come una centrale di produzione vera e propria (officina elettrica).

Essendo finalizzato all'autoconsumo, l'impianto mini-eolico è quindi fisicamente collegato a un **sito specifico** di installazione e intrinsecamente abbinato a un **obiettivo di efficienza energetica ed economica**.

Pertanto il suo progetto deve essere accuratamente valutato in termini di fattibilità da parte dell'utilizzatore finale al fine di assicurare che esso svolga il ruolo atteso per tutta la sua durata in funzionamento.

Fattibilità

Il primo essenziale aspetto da valutare in fase di fattibilità è se il sito dispone di **vento sufficiente**.

La risorsa vento va approfondita per capire se localmente esistono le condizioni per produrre energia in un quantitativo adeguato alle proprie esigenze. Bisogna assicurarsi che il vento soffi ad una velocità superiore a una soglia minima che consente l'attivazione dell'impianto eolico, e, soprattutto, che tale condizione persista per un numero sufficiente di ore nell'arco di un anno.

Come tutti i piccoli impianti connessi alla rete elettrica, infatti, il mini-eolico non viene dimensionato in potenza, ma in energia, in quanto la potenza viene fornita dalla rete stessa. Tale definizione significa che quando la potenza richiesta dall'utente supera la potenza prodotta dal generatore eolico in quel dato istante, la quota mancante viene prelevata dalla rete. Specularmente quando la potenza erogata dal generatore eccede quella richiesta dall'utilizzatore, il surplus viene ritirato dalla rete elettrica.

Pertanto il generatore mini-eolico viene progettato per produrre un determinato quantitativo di energia nel corso di un anno.

Rispetto alla radiazione solare, la risorsa vento è molto più irregolare e difficile da prevedere, soprattutto su base locale. Un accurato approfondimento preventivo è quindi essenziale per evitare di intraprendere un investimento che potrebbe rivelarsi non redditizio.

Nella sezione Produttività vengono illustrati gli strumenti base per orientare tale fase della fattibilità.

Un altro aspetto essenziale è inquadrare l'investimento in mini-eolico in termini di **fabbisogno reale**.

Il mini-eolico serve a migliorare l'efficienza energetica, attraverso la produzione di una quota significativa di energia elettrica da fonte rinnovabile, che va a ridurre la quantità prelevata dalla rete.

Al fine di definire l'entità di tale quota, e la conseguente dimensione dell'investimento, è bene soffermarsi a ragionare sulla propria

struttura dei consumi energetici per stabilire se esistono interventi a minore costo in grado di aumentare l'efficienza energetica e, di conseguenza, di abbattere i fabbisogni e le relative bollette.

Molti tipi di interventi possono produrre impatti analoghi con costi e complessità decisamente inferiori, quali ad esempio:

- installare sorgenti luminose a basso consumo, che riducono il fabbisogno di energia per illuminazione
- migliorare l'isolamento dell'edificio e delle superfici vetrate, che riducono il fabbisogno di energia per climatizzazione
- installare apparecchiature per ufficio a basso consumo (es. EnergyStar®)
- sostituire ventole, compressori e pompe con sistemi regolabili (con inverter)
- sostituire motori elettrici e inverter con sistemi ad altissima efficienza.

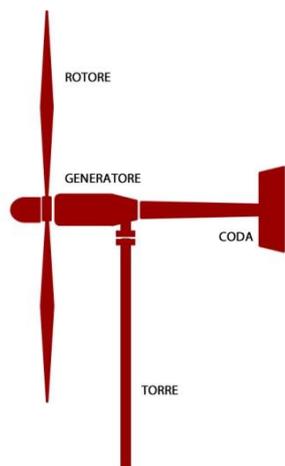
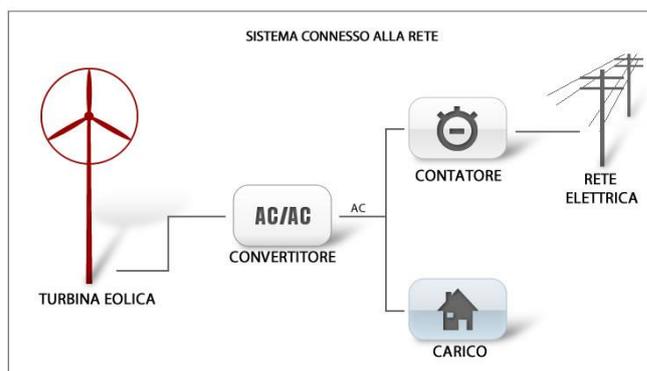
Stabilita una struttura di fabbisogno elettrico "essenziale", si è in grado di definire quale quota di esso conviene auto-produrre tramite l'impianto eolico, vista l'entità dell'investimento e la relativa redditività.

Generalità sugli impianti mini-eolici

Un impianto mini-eolico è costituito dai seguenti componenti:

- **Turbina**: il generatore vero e proprio che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica
- **Torre**: struttura di sostegno della turbina, che può essere fissata nel terreno oppure su un edificio

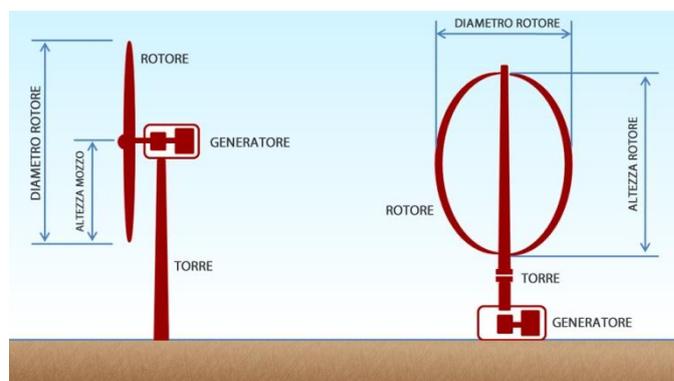
corredati da un insieme di componenti complessivamente denominati **Balance of System** tra i quali:

- **Convertitori e sistemi di controllo**: dispositivi elettronici che controllano il generatore e convertono la corrente in modo adeguato alle caratteristiche della rete
- **Dispositivi di sicurezza e di allaccio**: garantiscono la qualità e sicurezza dell'energia riversata in rete
- **Contatore fiscale**: misura la quantità di energia riversata in rete.

Componenti di un generatore mini-eolico

Componenti di un impianto connesso alla rete

Turbine eoliche

Le tecnologie di turbine mini-eoliche disponibili sul mercato sono estremamente diversificate.

Vengono generalmente classificate in base alla disposizione dell'asse di rotazione:

- **ad asse orizzontale** (HAWT – Horizontal Axis Wind Turbines)
- **ad asse verticale** (VAWT – Vertical Axis Wind Turbines).

Turbine ad asse orizzontale e ad asse verticale

Turbine ad asse orizzontale (HAWT)

Sono le più diffuse e prevedono un rotore che si orienta inseguendo la direzione del vento.

Forma e numero delle pale variano notevolmente da una tecnologia all'altra, come illustrato dagli esempi di seguito riportati.

Proven Energy

Potenza 6 kW

Swift turbine

Potenza 1,5 kW

Eoltec

Potenza 6 kW

Home Energy

Potenza 2,25 kW

Nella configurazione più diffusa, specie per i sistemi più piccoli, le turbine HAWT vengono installate **sopravvento** e, per allineare al vento l'asse del rotore, prevedono un sistema di imbardata di tipo "passivo" costituito da una coda solidale al rotore.

La spinta del vento fa ruotare tutto il corpo del rotore (navicella) su una ralla ad asse verticale.

Le turbine installate **sottovento** hanno invece il rotore posizionato sul retro e il ruolo di timone è svolto dalle pale stesse che hanno una conformazione inclinata particolare per assolvere a questa funzione.

Turbina sottovento

Turbina sopravento

Le turbine HAWT sono sempre dotate di un sistema di protezione per le condizioni in cui la velocità del vento diventa eccessiva e potrebbe danneggiare le pale del rotore. I sistemi più comunemente adottati sono:

- controllo di stallo
- controllo di passo (pitch)
- controllo di beccheggio.

Il **controllo di stallo** si realizza quando, superata una determinata velocità del vento, il flusso si separa dal bordo sottovento delle pale. Questo effetto si ottiene attraverso un apposito progetto aerodinamico del rotore. Le turbine che adottano questo sistema hanno le pale imbullonate al mozzo a un angolo fisso.

Il **controllo di passo** si realizza inclinando le pale fuori vento fino a disporre le corde delle pale parallele al vento. Le turbine che adottano questo sistema hanno le pale orientabili in modo controllato. Quando il vento ritorna sotto soglia il controllo riporta le pale all'orientamento originario. Il controllo di pitch è utilizzato in abbinamento a generatori elettrici di tipo sincrono a passo variabile.

Il **controllo di beccheggio** prevede che tutta la turbina si inclini in un piano verticale, oppure orizzontale.

Le pale delle turbine sono costruite in materiale composito, nel tipo più diffuso in vetroresina poliestere rinforzata (GRP – Glass Reinforced Polyester).

Turbine ad asse orizzontale (HAWT)

Si sono sviluppate più di recente e presentano forme di rotori estremamente diversificate.

La configurazione VAWT presenta il vantaggio che il generatore elettrico è posto nella base e quindi il suo peso non deve essere sostenuto dalla torre.

Le pale sono realizzate in materiale composito, rinforzato in fibre di vetro o di carbonio, oppure in alluminio.

Le turbine VAWT sono inoltre più adatte a un utilizzo in aree urbane in quanto generano livelli di rumore inferiori a quelli delle HAWT, in genere compresi tra i 35 e i 45 dB.

UGE-4K

Potenza 4 kW

Windspire

Potenza 1,2 kW

Ropatec

Potenza 1 kW

Helix Wind

Potenza 2 kW

Torre

Lo scopo della torre è duplice: sostenere i carichi generati dalla turbina e portare la turbina stessa all'altezza più opportuna per catturare meglio l'energia cinetica del vento.

La torre rappresenta un elemento essenziale dell'impianto, a cui va dedicata un'attenzione particolare in fase di progetto e un'adeguata quota dell'investimento complessivo.

Non bisogna, infatti, né correre il rischio di sottostimare i carichi del vento a cui il generatore si può trovare sottoposto, né realizzare una torre troppo bassa per il contesto in cui la turbina si trova ad operare.

Infatti la velocità del vento cresce con l'altezza e l'elevazione dal terreno consente di risentire in minore misura di turbolenze dovute alla presenza di ostacoli naturali e non (alberi, edifici, etc.).

Aumentare l'altezza della torre comporta un aggravio limitato dell'investimento, inferiore all'aumento di produzione ottenibile. Ad esempio passare da una torre di 18m a una di 25m comporta un aumento del 10% dell'investimento, ma determina un aumento del 25-30% della produzione.

Nelle installazioni la torre rappresenta in genere la quota più rilevante dell'investimento (30-35%), mentre la turbina incide per il 15-20%.

Questa importanza relativa riguarda anche la fase di installazione, in cui il montaggio della torre rappresenta la quota di lavoro più onerosa, molto superiore al montaggio della turbina stessa.

In generale, quindi, è bene dedicare alla torre un progetto accurato e prevedere una torre sufficientemente alta e robusta.

Balance of System

Il generatore mini-eolico va corredato da un insieme di dispositivi che consentono di regolare la produzione e di riversarla in rete oppure nell'impianto elettrico dell'utenza con gli standard di qualità e sicurezza necessari.

Tali dispositivi, denominati anche BOS (Balance-of-System), sono differenti a seconda che l'impianto sia in isola oppure connesso alla rete.

Nella configurazione connesso alla rete, il BOS è costituito da:

- convertitori e sistemi di controllo: i dispositivi elettronici che controllano il generatore e convertono la corrente in modo adeguato alle caratteristiche della rete
- dispositivi di sicurezza e di allaccio: i dispositivi che garantiscono la qualità e sicurezza dell'energia riversata in rete
- contatore fiscale: misura la quantità di energia riversata in rete.

Nella configurazione in isola il BOS deve comprendere anche uno o più dispositivi per garantire il servizio nelle condizioni in cui il vento manca o non è sufficiente.

A questo scopo si possono prevedere diverse soluzioni. La più semplice consiste nell'installare un sistema di accumulo dell'energia elettrica (batterie di accumulatori), che vengono ricaricati dall'aerogeneratore quando la produzione eccede il fabbisogno e da cui si prende l'energia quando invece il generatore non è sufficiente.

Prestazioni delle turbine

Per comprendere l'importanza relativa dei differenti fattori che determinano la potenza di una turbina, e le curve attraverso le quali viene rappresentata, si fa riferimento alla seguente formula denominata di Betz:

$$P = h 1/2\ r\ A\ V^3$$

in cui:

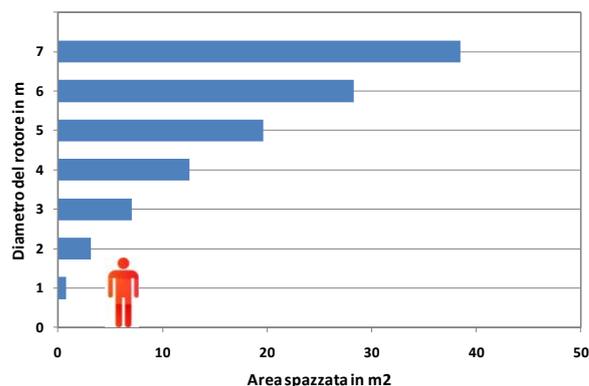
P è la potenza generata in kW

h è l'efficienza del generatore

r è la densità dell'aria in kg/m^3

A è l'area spazzata in m^2

V è la velocità del vento in m/s

Nelle turbine HAWT, l'area spazzata ha forma circolare e dipende dal diametro del rotore.

Area spazzata in funzione del diametro

La **velocità del vento** è il fattore che influenza maggiormente la potenza prodotta.

Variazioni anche minime della velocità comportano variazioni significative della potenza, motivo per cui le turbine vengono installate su torri elevate che consentono di catturare vento di maggiore intensità. Ad esempio, se la velocità aumenta del 25% la potenza raddoppia, se aumenta del 45% la potenza triplica.

L'**area spazzata** (swept area) è un altro fattore importante, perché rappresenta la sezione frontale attraverso la quale il rotore cattura il vento.

Nelle turbine VAWT l'area spazzata è convenzionalmente considerata l'area rettangolare di inviluppo della sezione trasversale del rotore ed è determinata dal prodotto diametro x altezza del rotore.

La **densità dell'aria** varia con la temperatura e con l'altitudine. La potenza dichiarata dai costruttori è riferita al livello del mare ed a una temperatura dell'aria di 15 °C.

La correzione da apportare in funzione dell'altitudine può essere valutata utilizzando il grafico successivo, in cui 100% corrisponde al livello del mare.

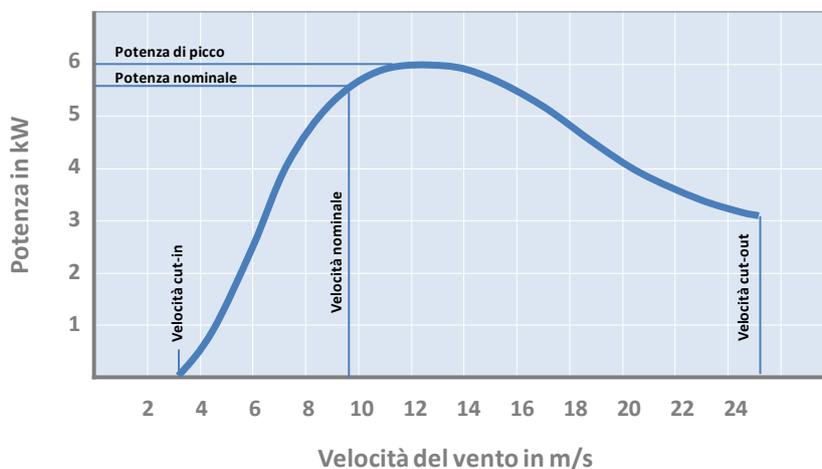
Facendo riferimento alla figura precedente, l'efficienza è la quota della potenza che il vento possiede all'ingresso del tubo di flusso ($1/2\rho AV^2$) e che il rotore riesce a trasformare in potenza meccanica quando il vento attraversa la turbina e rallenta dalla velocità V alla velocità V2.

Esiste un valore massimo teorico dell'efficienza, denominato limite di Betz, che una turbina riesce a realizzare in presenza di condizioni assolutamente ideali da un punto di vista fluidodinamico e in assenza di qualunque forma di dissipazione, quali vortici indotti dalle pale, perdite meccaniche nel rotore oppure perdite elettriche nel generatore.

L'**efficienza del generatore** è il parametro di sintesi che rappresenta la capacità della turbina di catturare la potenza del vento.

Il limite di Betz è pari a 0,59. Nella pratica l'efficienza reale delle turbine è tipicamente compresa tra 0,15 e 0,35, come analizzato nella sezione successiva.

Inoltre le perdite di tipo aerodinamico fanno sì che l'efficienza della turbina non si mantenga costante al variare della velocità del vento e quindi della rotazione delle pale, in quanto dalle pale stesse si staccano treni di vortici che si propagano in forma di elica sottovento alla turbina.

Tutti questi fattori determinano la forma tipica della curva di potenza di una turbina eolica (vedi esempio nella figura successiva), che rappresenta la potenza che essa genera alle varie velocità del vento (rif. norma ISO IEC 61400).

La **potenza nominale** è la grandezza più rappresentativa e comunemente utilizzata per esprimere la potenza della turbina.

Essa rappresenta il valore corrispondente alla velocità nominale, condizione prossima a quella in cui la turbina inizia ad andare in sicurezza e a limitare l'output.

La **velocità nominale** è di solito compresa tra i 10 ed i 15 m/s e costituisce un parametro importante nella scelta della turbina per una data applicazione.

Dato che la velocità del vento è variabile, minore è la velocità nominale maggiore è la probabilità statistica che ci siano condizioni di vento tali da portare la turbina a lavorare alla potenza nominale.

Altri parametri della curva di potenza sono utili per selezionare la turbina più adatta alle proprie esigenze o per progettare l'impianto.

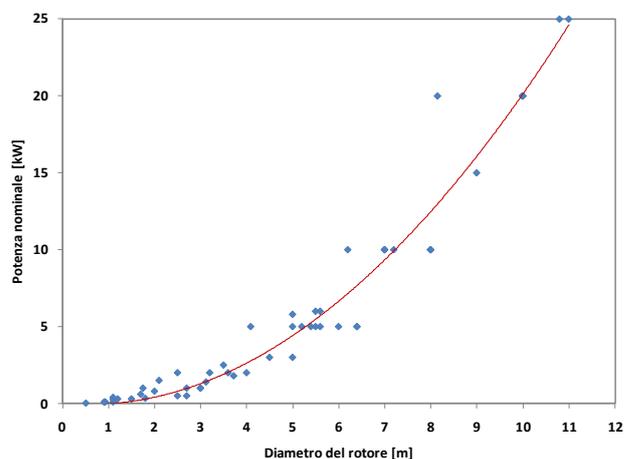
La **potenza di picco** rappresenta la massima potenza che la turbina può generare. Il suo valore viene indicato dai costruttori per progettare l'impianto e i cablaggi in sicurezza. Un valore elevato della potenza di picco non costituisce necessariamente un fattore di pregio, in quanto si verifica raramente in presenza di venti forti.

La **velocità di Cut-in** è la velocità del vento minima a cui la turbina inizia a produrre energia (di solito 3 m/s).

Per velocità inferiori il rotore gira, ma non è in grado di generare corrente. Minore è la velocità di Cut-in maggiore è la capacità di generare con venti leggeri e quindi per un maggior numero di ore annue.

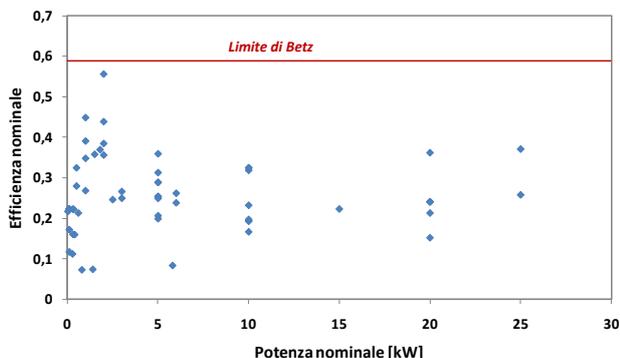
La **velocità di Cut-out** è la massima velocità del vento a cui la turbina è in grado di lavorare, superata la quale essa si mette automaticamente in sicurezza.

Caratteristiche delle turbine HAWT

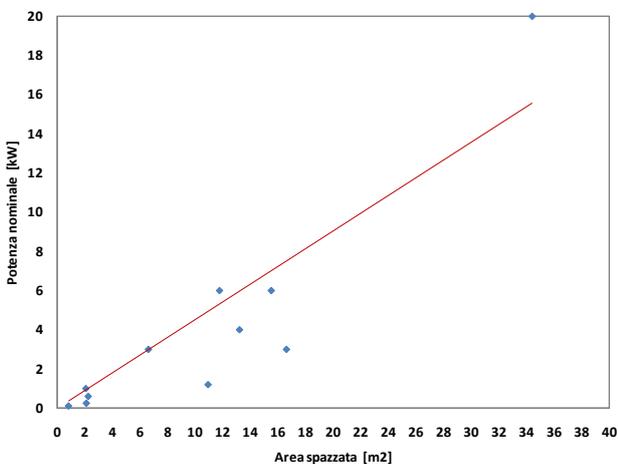
Allo scopo di fornire un'indicazione di massima sulla dimensione di turbina necessaria a produrre una determinata potenza, nella figura seguente sono riportati i valori di potenza nominale dichiarati dai principali costruttori in funzione del diametro delle rispettive turbine.

In accordo con la Legge di Betz (la potenza è proporzionale all'area spazzata), i valori si dispongono secondo una legge di tipo quadratico indicata in colore rosso.

Le differenze di potenza a parità di diametro dipendono dall'efficienza della turbina e dalla velocità nominale a cui i valori di potenza dichiarati sono riferiti.

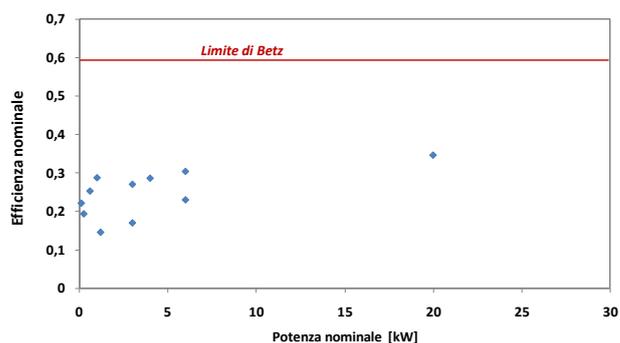
Esempio: per produrre 10 kW è necessario prevedere una turbina di diametro compreso tra 6 e 8m.

Al fine di fornire un'indicazione di massima sull'efficienza delle turbine, nella figura seguente sono riportati i valori desunti dalle prestazioni nominali dichiarate dai costruttori in funzione della potenza nominale.

Salvo alcuni valori molto elevati poco credibili e valori molto bassi relativi a micro-turbine, l'efficienza è generalmente compresa tra 0,15 e 0,35.

Caratteristiche delle turbine VAWT

Allo scopo di fornire un'indicazione di massima sulla dimensione di turbina necessaria a produrre una determinata potenza, nella figura seguente sono riportati i valori di potenza nominale dichiarati dai principali costruttori in funzione dell'area spazzata (le turbine commercialmente disponibili sono molto meno numerose di quelle HAWT).

In accordo con la Legge di Betz (la potenza è proporzionale all'area spazzata), i valori si dispongono secondo una legge di tipo lineare indicata in colore rosso. Le differenze di potenza a parità di area dipendono dall'efficienza della turbina e dalla velocità nominale a cui i valori di potenza sono riferiti.

Esempio: Per produrre 3 kW è necessario prevedere una turbina di almeno 12m di area (ad esempio di diametro 3m alta 4m per una turbina del tipo UGE, oppure di diametro 2m alta 6m se del tipo Windspire).

Al fine di fornire un'indicazione di massima sull'efficienza delle turbine, nella figura seguente sono riportati i valori desunti dalle prestazioni nominali dichiarate dai costruttori in funzione della potenza nominale.

L'efficienza delle turbine è generalmente compresa tra 0,15 e 0,3.

Produttività

La curva di potenza fornisce un'indicazione essenziale per la scelta della turbina da installare, ma la quantità più importante per l'utilizzatore finale è costituita dalla produttività su base annua.

Stimare la produttività, cioè l'energia che si prevede complessivamente di produrre in un anno di servizio, è la maniera più affidabile per stabilire se una determinata turbina è adeguata alle nostre esigenze.

Questo dato non è facile da calcolare e dipende da molteplici fattori, tra i quali:

- la **curva di potenza** della turbina
- l'**altezza della torre**
- la **velocità media** del vento nella zona di applicazione e la sua **distribuzione di probabilità**, cioè la frequenza con cui il vento soffia a una determinata velocità.

Un produttore di sistemi eolici è in grado di fornire una stima della produttività del proprio sistema tenendo conto di tutti i fattori indicati e seguendo le indicazioni della norma ISO IEC-61400-12-1.

A livello puramente indicativo, un impianto mini eolico installato correttamente in un sito con velocità media annua fra 5 e 6 m/s, è in grado di produrre in un anno complessivamente 1.000÷1.800 kWh per ogni kW di potenza nominale installata.

Può capitare che tale dato venga espresso dicendo che l'impianto lavora fra 1.000 e 1.800 "ore equivalenti", intendendo dire che si sarebbe ottenuta la stessa produzione di energia facendo funzionare il generatore alla potenza nominale per quel numero di ore in un anno.

Un'altra indicazione preliminare della produttività si può ricavare calcolando il cosiddetto Annual Energy Output (AEO), un indicatore utilizzato prevalentemente negli USA e che viene determinato in base alla formula seguente:

$$AEO = 1,60 \times D^2 \times V^3$$

in cui:

AEO è l'energia prodotta espressa in kWh/anno

D è il diametro del rotore in m2

V è la velocità media annua del vento in m/s.

Va sottolineato che si tratta di una formula molto approssimativa che fornisce un'indicazione generalmente sovrastimata dell'output energetico del sistema.

Il dato più difficile da stabilire nel calcolo della produttività è la velocità del vento nel sito in cui si intende installare l'impianto, un valore che non è costante, ma varia continuamente in intensità e direzione.

Dato che la produttività determina la redditività del futuro investimento, nel momento in cui si valuta l'opportunità di installare un impianto bisogna porsi correttamente la domanda "il vento soffia a una velocità e con una continuità tale da rendere l'impianto economicamente conveniente?".

Come stabilire la quantità di vento disponibile

La risposta non è semplice per un insieme di fattori. Il vento, infatti, può variare in maniera considerevole su un'area di pochi chilometri quadrati perché l'orografia del terreno influenza il suo flusso.

Per un prima indicazione, lo strumento più semplice a disposizione è l'Atlante Eolico Italiano, elaborato da CESI ed Università di Genova nel 2002.

Basato su rilievi sperimentali e simulazioni a calcolo, fornisce mappe di velocità del vento per tutto il territorio italiano.

Nella figura seguente è riportata la velocità media del vento a un'altezza di 25m sul livello del terreno.

A un primo esame risulta evidente che il Nord Italia non rappresenta nel suo complesso un'area vocata all'eolico ad eccezione delle zone a ridosso dei rilievi.

Per un uso appropriato delle mappe è bene ricordare che:

- l'incertezza media dei valori riportati è dell'ordine di 1,3 m/s (confidenza del 70%) per l'altezza di 25m che rappresenta il valore di riferimento per gli impianti mini-eolici
- le mappe dell'Atlante forniscono localmente dati più rappresentativi delle aree più esposte al vento che non di quelle orograficamente riparate
- in caso di presenza di aree densamente rugose (presenza fitta di alberi, arbusti, edifici) i valori vanno riportati a un'altezza riferita a partire dalla sommità delle rugosità e non dal suolo vero e proprio.

Le mappe eoliche forniscono quindi un dato di primo orientamento, ma non consentono di valutare la produttività di un sito con l'accuratezza necessaria a prendere una decisione sull'investimento.

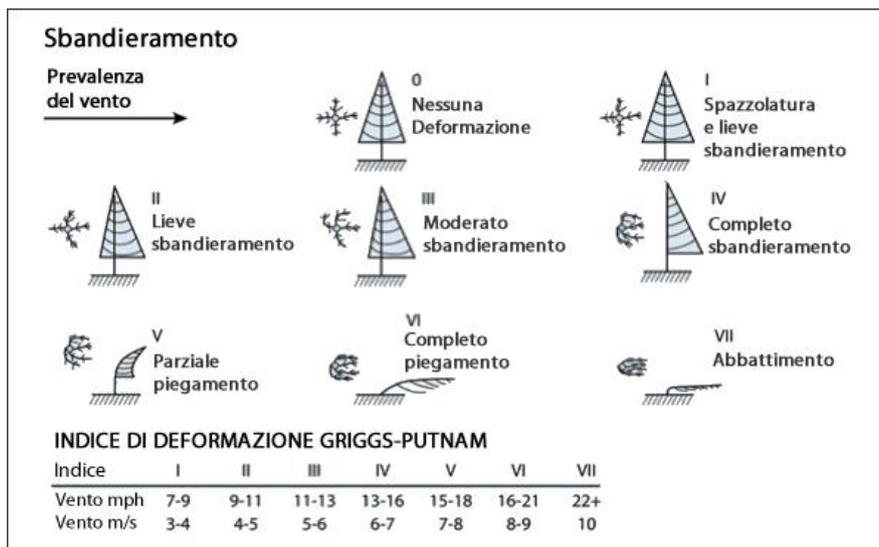
Una maniera indiretta di ottenere un'informazione più puntuale è richiedere la velocità media del vento rilevata in un aeroporto vicino.

Anche in questo caso è necessario tenere conto che i valori ottenuti possono risentire di fattori legati alla forma del terreno. Inoltre i valori degli aeroporti sono misurati a un'altezza compresa tra 5 e 10m e quindi le velocità vanno riportate all'altezza da terra del mozzo della turbina (vedi paragrafo successivo).

Un'altra informazione indiretta sull'intensità del vento si può ottenere dall'esame delle fronde degli alberi.

Le conifere e, in generale, gli alberi sempreverdi rimangono deformati in modo permanente (sbandierati) sotto l'azione di venti intensi.

L'entità di questa deformazione fornisce un'indicazione dell'intensità del vento secondo una scala detta di Griggs-Putnam illustrata nella tabella sottostante:

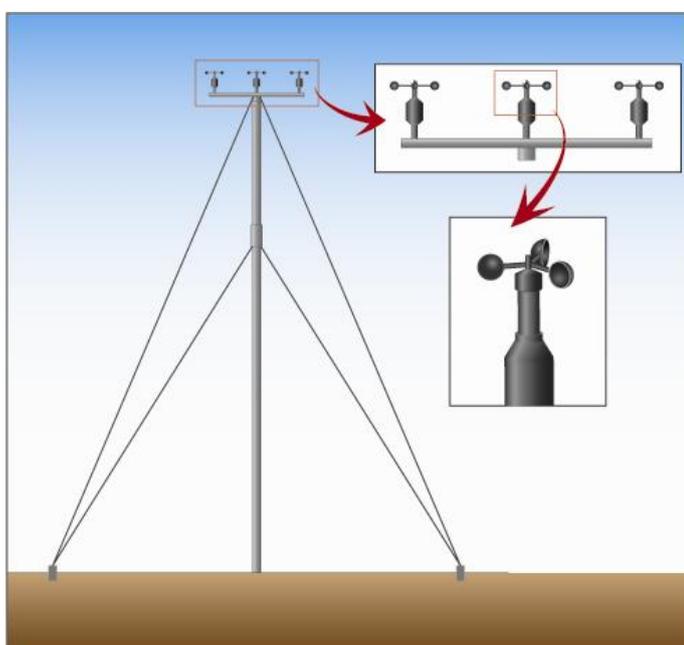
Indice	I	II	III	IV	V	VI	VII
Vento mph	7-9	9-11	11-13	13-16	15-18	16-21	22+
Vento m/s	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	10

Scala di Griggs-Putnam

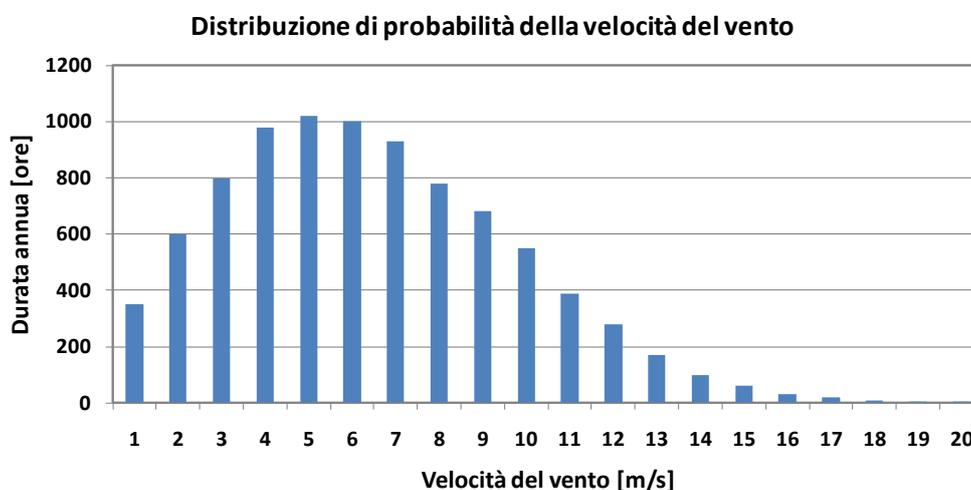
Comunque l'unico strumento veramente accurato e affidabile per determinare l'entità della risorsa vento è la **caratterizzazione anemologica** puntuale del sito.

La rilevazione viene effettuata disponendo sul sito, o in sua prossimità, torri anemometriche di altezza tale da non risentire delle turbolenze create da alberi, edifici o altre ostruzioni.

Il rilievo deve essere effettuato per una durata di tempo significativa, possibilmente per un anno intero, al fine di garantire l'affidabilità statistica dei dati. A tale scopo bisogna predisporre opportuni sistemi di raccolta e registrazione automatica dei dati (data logging).

La frequenza del campionamento deve essere sufficientemente fitta (in genere si consiglia 1s) per evitare di introdurre nei dati dinamiche "spurie" dovute puramente ad effetti numerici ("desampling").

Ne deriva una mole di dati rilevati considerevole, che viene analizzata statisticamente al fine di produrre una curva di **distribuzione di probabilità** della velocità del vento, del tipo indicato nella figura sottostante.

Stazione anemometrica

Anemometri a coppette (particolare)

In ascissa sono riportati i valori di velocità del vento mediati su una durata di 10 minuti.

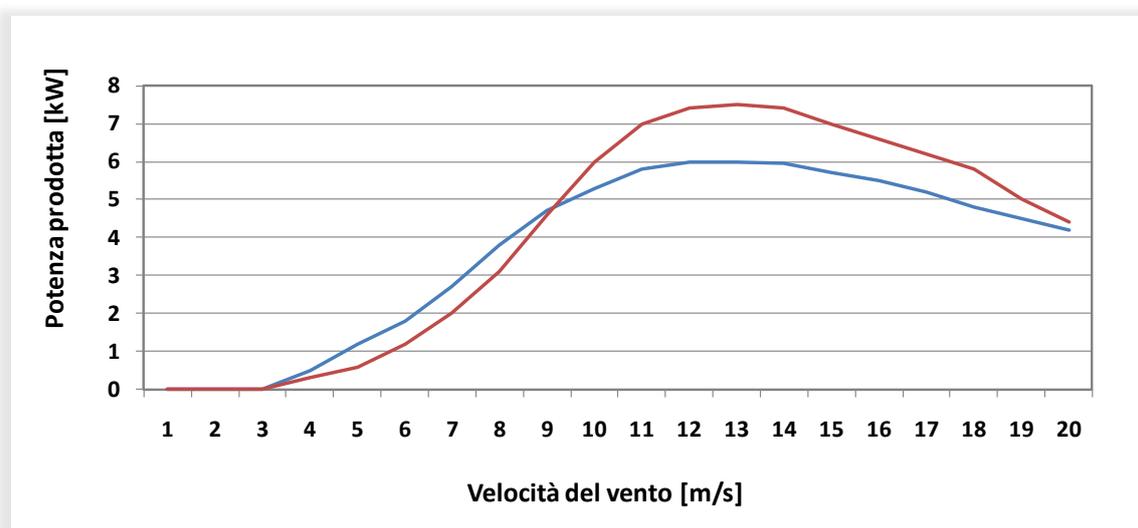
Per ogni valore di velocità la curva riporta il tempo di permanenza complessiva misurato nel corso dell'anno, in percentuale oppure in ore.

Ai fini del calcolo della resa energetica annua, la curva di distribuzione va confrontata con la curva di potenza della turbina.

Nella figura seguente sono riportate due curve qualitative allo scopo di illustrare, attraverso un esempio, la cura che va posta nella scelta della turbina più adatta alla risorsa vento disponibile.

La turbina di potenza nominale più elevata (curva in colore rosso) ha una prestazione potenziale più elevata dell'altra a partire da velocità del vento maggiori di 9 m/s.

Peraltro nel sito di installazione (distribuzione della figura precedente), tali condizioni si verificano per un numero limitato di ore all'anno.

Bisogna quindi valutare in modo puntuale se la maggiore resa in condizioni di vento forte compensa la perdita di resa con venti più deboli rispetto ad una turbina di potenza nominale meno elevata (curva blu) e, probabilmente, meno costosa.

Oltre alle informazioni circa l'intensità del vento è necessario stabilire le direzioni prevalenti, specie nel caso in cui si intenda installare il generatore in un sito con un'orografia del terreno complessa.

Tale informazione (di solito rappresentata in forma di rosa dei venti) può risultare utile per stimare il degrado di prestazioni che può essere causato dall'inerzia del generatore nell'allinearsi rispetto alla direzione istantanea del vento. L'allineamento dell'imbardata avviene comunque con una certa isteresi.

Infine va determinata la cosiddetta "intensità di turbolenza", un dato essenziale per calcolare le raffiche di progetto previste dalle normative ISO-IEC 61400.

L'altezza della turbina è forse l'aspetto più critico nel determinare la resa dell'impianto e, come tale, va scelta con molta cura in fase di impostazione del progetto.

L'intensità del vento cresce con l'altezza da terra secondo un profilo ("**wind shear**") che è influenzato dalla rugosità del suolo, dalla velocità stessa e dalle condizioni atmosferiche.

Tale profilo viene rappresentato attraverso una legge del tipo:

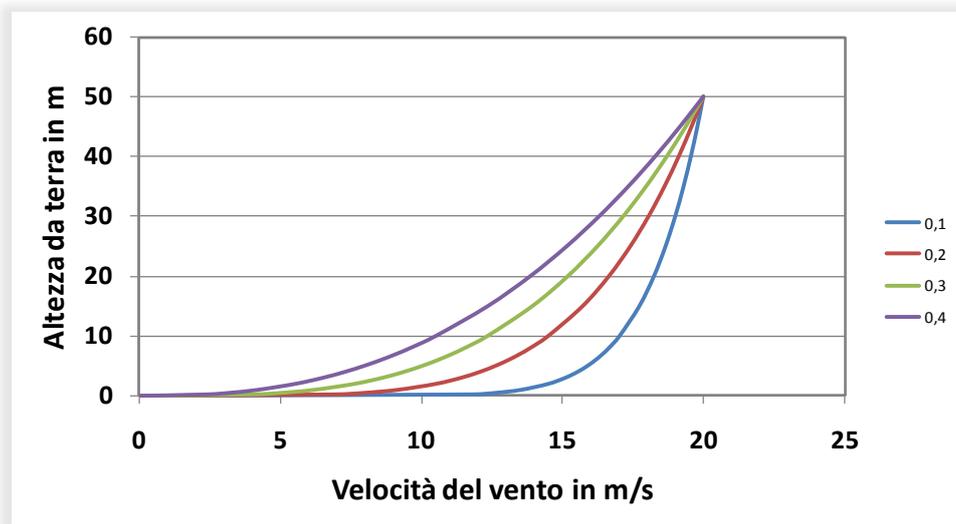
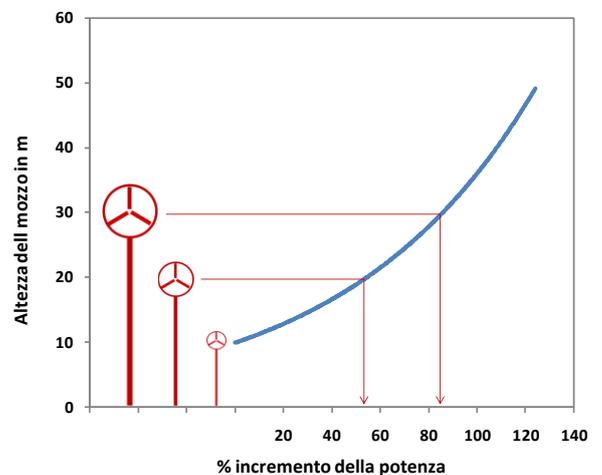
$$V_{h2} = V_{h1} \times (h_2/h_1)^{\alpha}$$

in cui α è il coefficiente di shear che vale:

α	Tipo di superficie
0,1	Perfettamente liscia (acqua calma)
0,2	Pianura, leggere ondulazioni
0,3	Alberi o colline, edifici nell'area
0,4	Vicino ad alberi o edifici
0,5	Molto vicino ad alberi o edifici
0,6	Circondato da alti alberi o edifici

Nella figura sono confrontati i profili di velocità relativi a diversi valori del coefficiente di shear.

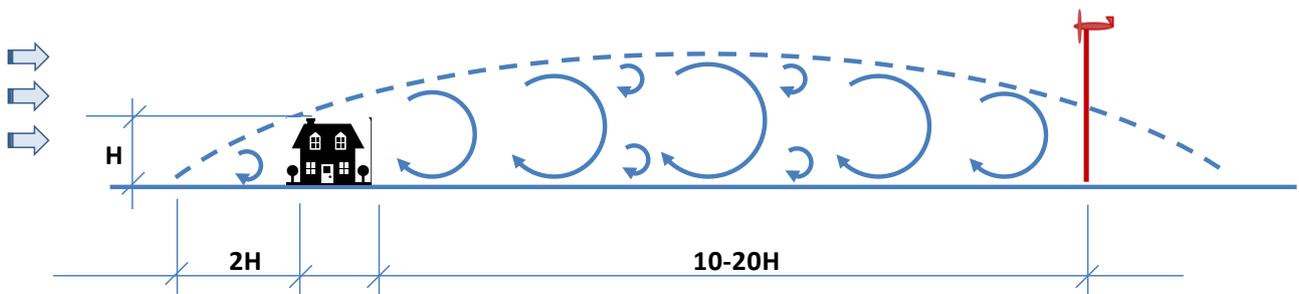
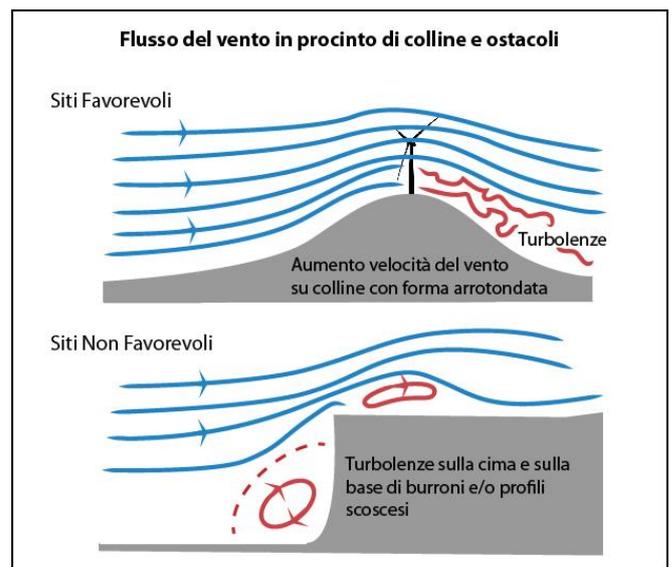
Valori più elevati di α corrispondono a rugosità maggiori del terreno che frenano il vento e producono profili di crescita più progressiva della velocità con l'altezza.

In presenza di α elevati (es. 0,4) si può verificare una differenza di velocità del vento di 3-4 m/s in 10m di altezza, cioè nello spazio occupato dal rotore di una turbina. Questo elemento va considerato nel calcolo strutturale della torre e delle fondazioni.

Ad esempio nella figura a fianco è rappresentato l'andamento della potenza del vento per un coefficiente di shear pari a 0,17, tipico di un'area di campagna con erba alta oppure di coltivazioni di altezza limitata.

Posizionamento dell'aerogeneratore

Stabilita la zona di installazione, per un corretto posizionamento dell'aerogeneratore bisogna considerare la presenza di eventuali ostruzioni geologiche e non, quali alberi o edifici, che possono generare turbolenze e determinare una perdita di produttività dell'impianto.

Per quanto possibile, è bene cercare di prevedere la possibile costruzione di nuovi edifici oppure la crescita degli alberi esistenti, visto che la durata in servizio del sistema può raggiungere i 20 anni.

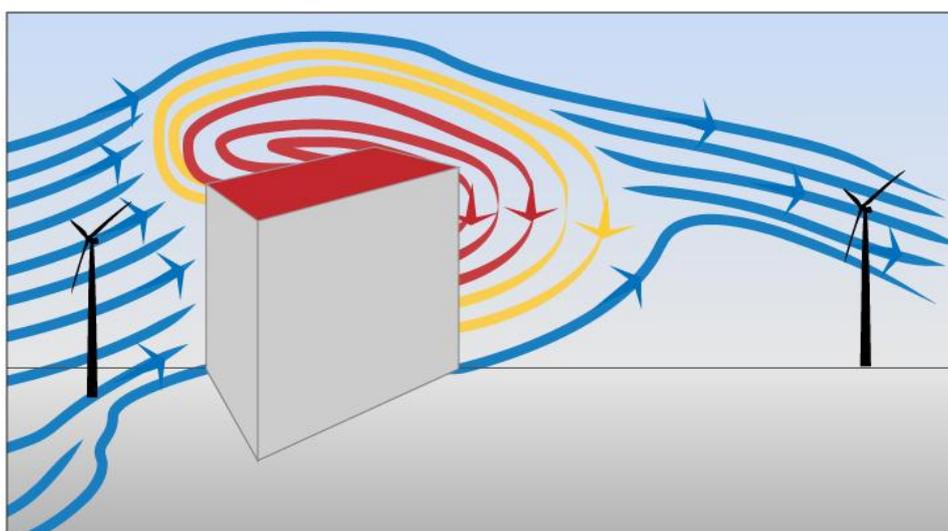
Come regola generale, la turbina va posizionata sopravento ad edifici e alberi e dovrebbe essere almeno 10m più elevata di qualunque altra cosa nel raggio di 100m.

La presenza di un edificio determina infatti una forte turbolenza nella zona sottovento, che si estende su una lunghezza che può arrivare fino a 20 volte l'altezza dell'edificio stesso.

Se si posiziona il generatore sulla sommità sopravento di una collina è possibile catturare più vento che con un generatore posto sottovento, anche se posto su una torre elevata.

L’installazione di aerogeneratori in aree urbane è piuttosto controversa a causa della presenza di numerosi ostacoli di forma diversa.

I tetti degli edifici costituiscono in linea di principio un’eccellente collocazione per le turbine, sia perché la generazione elettrica avviene in corrispondenza del punto di consumo, sia perché costituiscono una base strutturale molto elevata che può ridurre l’investimento per la torre.

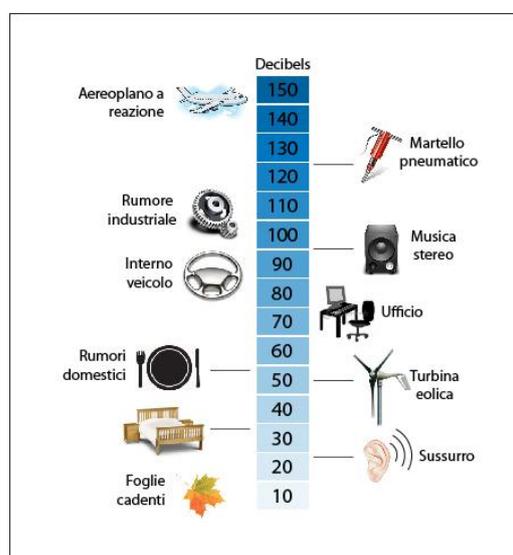
Purtroppo le turbolenze generate da edifici circostanti e da ostacoli di forma diversa presenti sui tetti stessi (impianti di condizionamento, antenne) rendono spesso critica tale collocazione e determinano produzioni spesso largamente inferiori alle attese.

Quando il vento incontra tali ostacoli e/o il bordo del tetto si crea una zona di separazione che si inarca a partire dal bordo verticale dell’ostacolo stesso. Al di sopra di tale zona il vento rimane laminare, al di sotto si crea turbolenza.

Pertanto anche nelle installazioni sui tetti è necessario comunque prevedere una torre di altezza sufficiente da non risentire di tali turbolenze.

Influenza di un edificio: flusso laminare (blu), turbolento (rosso)

In aree urbane inoltre gli aspetti di inquinamento visivo ed acustico risultano particolarmente critici.

Per quanto riguarda il rumore le tecnologie attuali di turbine comportano un livello di rumore compreso al massimo tra 52 e 55 dB a 25m.

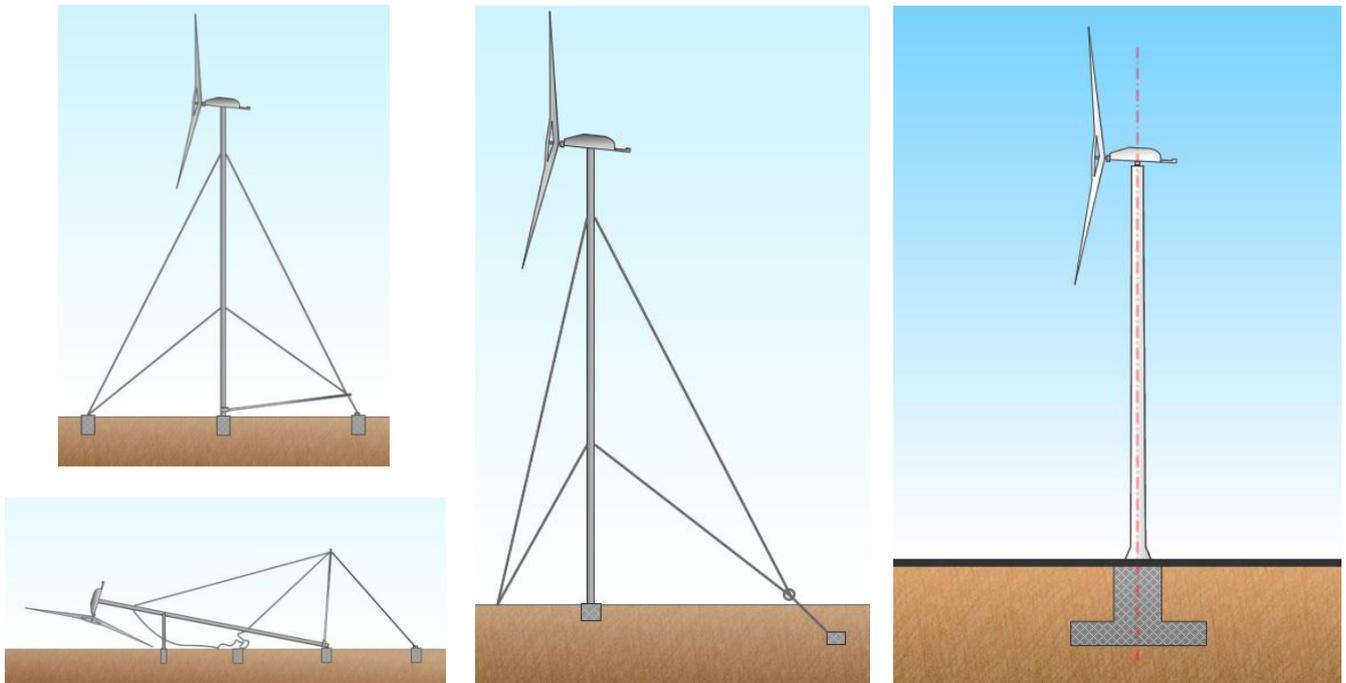
Questo significa che può essere distinto solo prestando attenzione e comunque non è superiore a quello di un normale condizionatore (vedi scala del rumore a fianco).

Nel caso in cui si intenda installare un impianto composto da più aerogeneratori un aspetto da considerare in fase di progetto è la distanza tra gli aerogeneratori stessi.

Gli impianti ad asse verticale sono più adatti a consentire l'installazione di più generatori vicini, la distanza minima varia da 3 volte il diametro del rotore fino a 1,5 volte nel caso di configurazione scalata (con torri di altezze differenti).

Nella scelta della posizione dell'aerogeneratore è necessario prevedere una zona franca intorno alla torre sufficientemente ampia da consentire di innalzarla, di ammainarla per manutenzione e da consentire la posa degli eventuali stralli, come sarà approfondito nel paragrafo successivo.

Un altro aspetto da considerare riguardo alla localizzazione della turbina è la distanza dalle utenze di utilizzo dell'energia elettrica (carichi elettrici, oppure batteria di accumulo) che determina la lunghezza dei cavi. Più lunghi sono i cavi maggiori sono le perdite, visto che la distribuzione avviene in bassa tensione.

Un altro aspetto cruciale da considerare nella scelta del sito è rappresentato da eventuali vincoli di tipo urbanistico o paesaggistico che impediscono di installare oggetti di altezza elevata.

Torri

Torri strallate inclinabili (sinistra), strallate fisse (in mezzo), autoportanti (destra)

Gli impianti mini-eolici utilizzano tre tipi di torri:

1. torri strallate inclinabili
2. torri strallate fisse
3. torri autoportanti.

Le prime sono le più semplici, economiche e adatte a sistemi di piccola potenza. Le torri strallate fisse sono anch'esse molto diffuse, ma richiedono di scalare la torre per le operazioni di manutenzione.

Le torri autoportanti sono le più robuste e quelle che occupano meno spazio a terra.

Torri strallate inclinabili

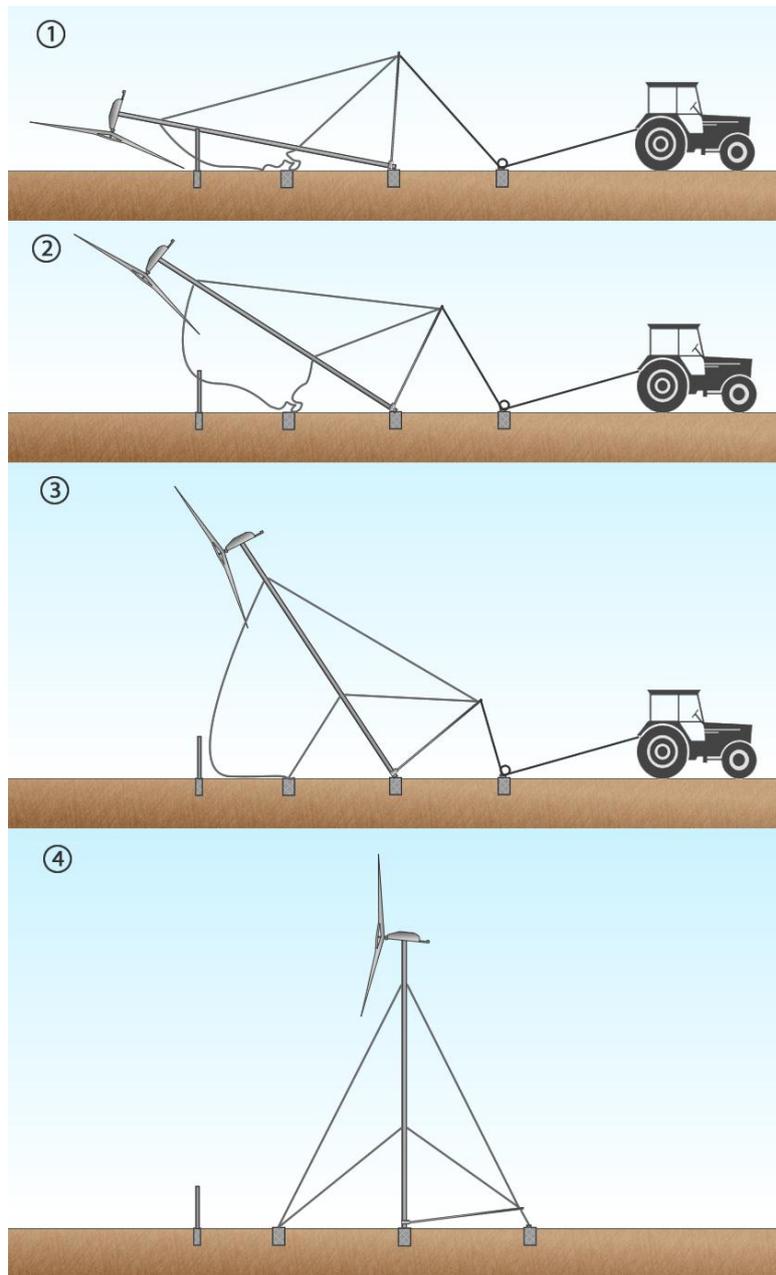
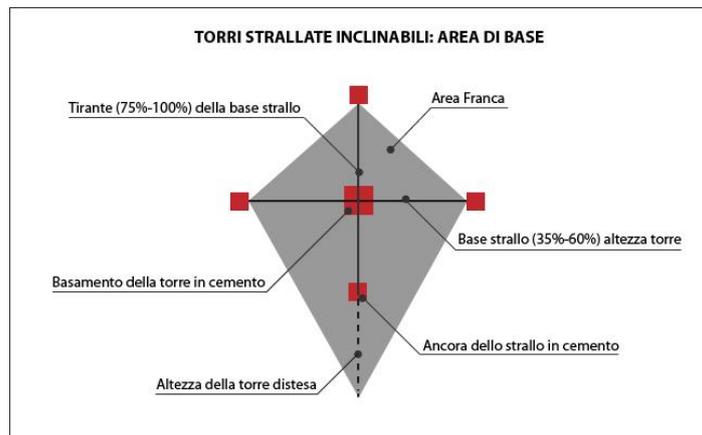
Le torri strallate, inclinabili o fisse, sono costituite da un lungo palo generalmente formato da tubi, profilati e/o strutture reticolari che viene fissato al terreno tramite cavi (stralli), un sistema analogo a quello utilizzato per gli alberi delle barche a vela.

Le torri inclinabili consentono la possibilità di ammainare la turbina per operazioni di manutenzione oppure come misura precauzionale per proteggerla da condizioni meteorologiche estreme.

Possono arrivare a lunghezze fino a 40m a seconda del tipo di turbina. Nella soluzione più

diffusa prevedono un palo di tipo tubolare, suddiviso in più tratti collegati tramite flange.

Alle flange sono collegati gli stralli, che si diramano nelle 4 direzioni. Tre stralli sono ancorati direttamente al terreno tramite ancore in cemento, il quarto è collegato a un tubo-tirante (gin pole) che funge da leva in fase di sollevamento ed è a sua volta fissato rigidamente alla base della torre per formare una squadra.

Quando la torre è ammainata a terra il gin pole è rivolto verso l'alto.

Torri strallate inclinabili: sollevamento

Torri strallate inclinabili: area della base

Le torri strallate inclinabili richiedono molto spazio a terra, necessario sia in fase di installazione della torre, sia in fase di manutenzione.

Gli stralli infatti si devono allontanare dal palo per una distanza pari ad almeno metà dell'altezza e bisogna lasciare uno spazio sufficiente per innalzare la torre e per ammainarla.

Ad esempio, per una torre alta 30m è necessario prevedere una zona franca per gli stralli di almeno 15m su ogni lato e di almeno 30m su uno di essi per sollevarla/ammainarla.

Nella direzione di sollevamento, inoltre, è necessario prevedere uno spazio aggiuntivo per l'eventuale veicolo da utilizzare per il sollevamento stesso, che viene effettuato tirando l'estremità del gin pole con un camion, un trattore oppure un winch dipendentemente dalla dimensione della torre.

L'installazione viene effettuata secondo la seguente procedura:

1	Fissare la base del palo al basamento
2	Collegare il fondo del palo alla base tramite il perno
3	Avvitare tra loro i vari tratti del palo in corrispondenza delle flange
4	Fissare le estremità superiori degli stralli al palo
5	Fissare l'estremità inferiore degli stralli al terreno tramite elementi di tiraggio
6	Sollevare il palo per controllo
7	Riabbassare il palo e introdurre i cavi elettrici al suo interno
8	Fissare la turbina alla flangia posta sulla parte superiore del palo
9	Sollevare il palo tirando e regolando gli stralli

Torri strallate fisse

Le torri fisse vengono sollevate una volta sola nella fase di installazione e sono mantenute in posizione dagli stralli. La manutenzione si effettua salendo sulla torre.

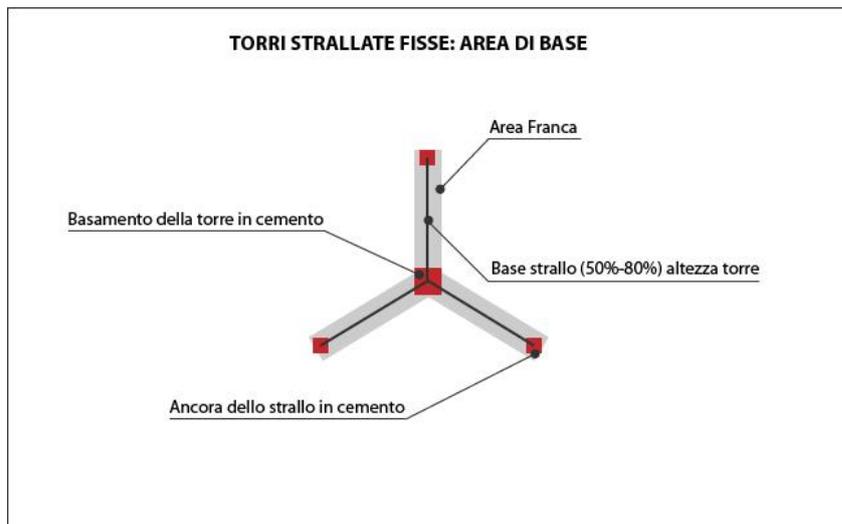
Presentano diverse configurazioni: il tipo più diffuso è a traliccio reticolare con sezione triangolare come le antenne per le telecomunicazioni.

I vari tratti del traliccio hanno lunghezza da 3 a 6m e sono avvitati l'uno all'altro.

La torre deve prevedere un basamento in cemento e almeno tre set di quattro stralli, ciascuno fissato al terreno tramite un'ancora in cemento.

Il montaggio della torre viene effettuato con una gru. In alternativa si può effettuare montando un tratto di torre alla volta e sollevandolo con l'ausilio di un gin pole come nel caso delle torri inclinabili. Questo processo è più laborioso, ma può essere necessario nei casi in cui l'accesso della gru non sia possibile.

In generale quindi la torre fissa richiede quindi uno spazio a terra molto inferiore alla torre inclinabile (la base degli stralli deve essere tra il 50 e l'80% dell'altezza della torre) ed è quindi consigliata nei casi in cui lo spazio sia limitato.

Il prezzo delle torri fisse differisce poco da quello delle torri inclinabili.

Torri strallate fisse: area della base

Torri autoportanti

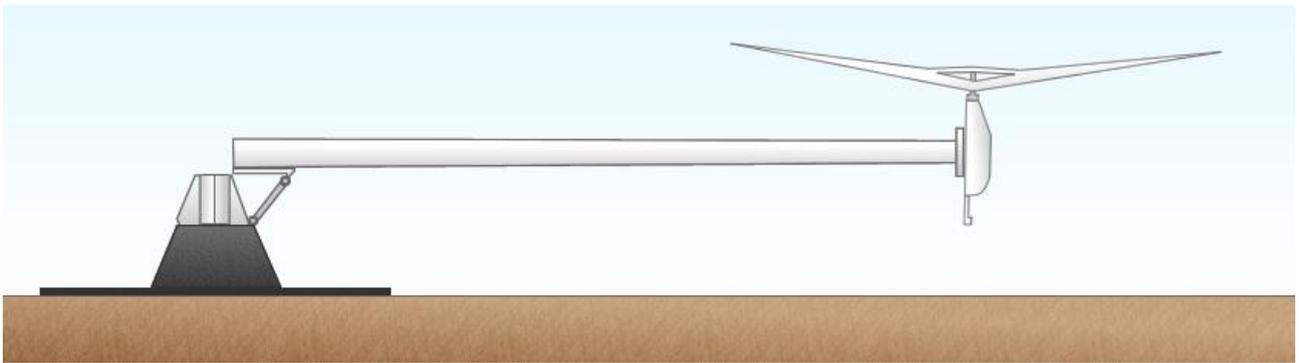
Nel caso in cui lo spazio sia molto limitato, e sia accettabile un costo superiore, la soluzione consigliata è la torre autoportante.

Invece che dagli stralli, la stabilità è garantita da una basamento in cemento armato di forma e dimensioni adeguate (vedi paragrafo successivo).

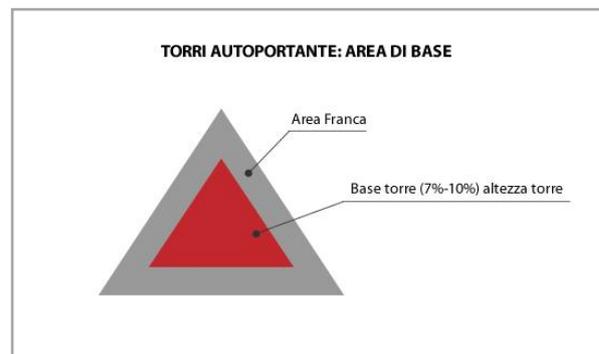
Le configurazioni più diffuse sono:

- struttura reticolare con tre piedi (tipo traliccio dell'alta tensione)
- struttura tubolare in un pezzo unico o, più comunemente, in più pezzi avvitati come nelle torri eoliche di grande taglia.

La seconda configurazione è decisamente più costosa. In entrambi i casi la torre viene montata a terra e sollevata tramite gru.

In alternativa alcuni costruttori di torri tubolari prevedono un sistema idraulico di sollevamento, in cui la torre è incernierata alla base e viene spinta da uno o più pistoni ad azionamento oleodinamico.

Torre tubolare con sollevatore idraulico

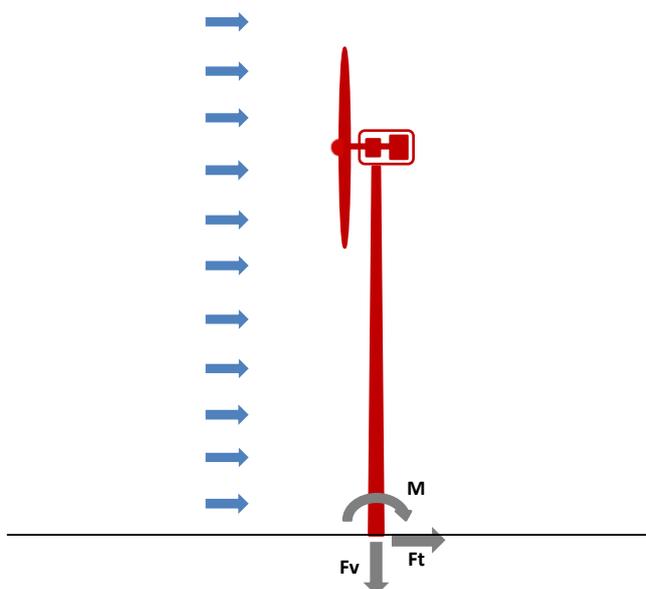
L'area di base delle torri autoportanti è estremamente contenuta.

Una torre autoportante costa almeno il 50% in più di una torre strallata, ma può rappresentare la soluzione preferibile nei casi in cui lo spazio sia limitato oppure si prediliga la sicurezza (gli stralli sono più vulnerabili).

Torri autoportanti: area della base

Tipo di torre	Vantaggi	Svantaggi
Strallata inclinabile	Manutenzione effettuabile a terra Costo medio Tubi facilmente disponibili	Area di base molto ampia Quattro set di stralli Richiede terreno piano Assemblaggio lungo
Strallata fissa	Area di base modesta Costo minimo Non richiede terreno piano	Tre set di stralli Manutenzione (occorre arrampicarsi) Costo della gru
Autoportante	Area di base minima No stralli Non richiede terreno piano	Costo elevato Manutenzione (occorre arrampicarsi) Costo della gru

Basamento e ancoraggi

Sono gli elementi strutturali che devono sopportare e trasmettere al terreno il peso della torre e i carichi a cui essa viene sottoposta in esercizio. Tali carichi si possono riportare a:

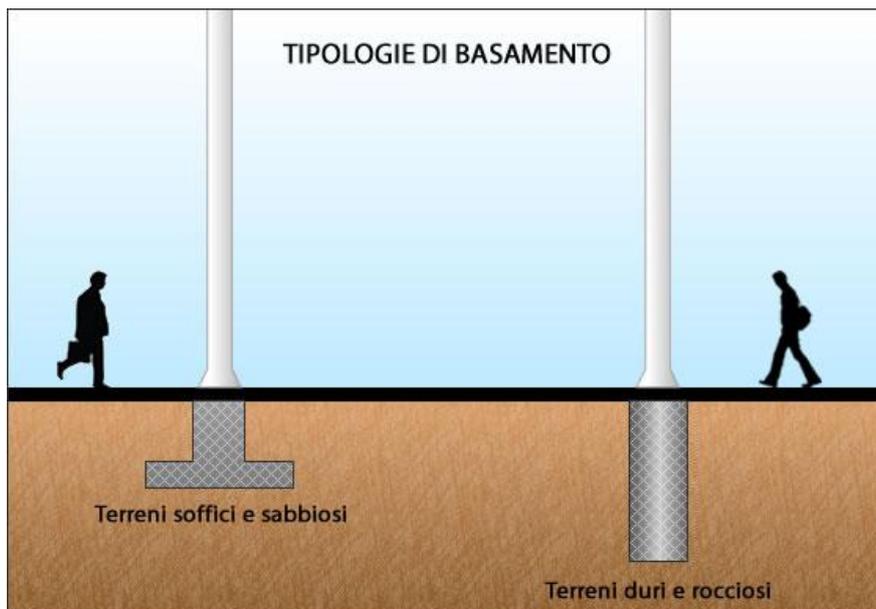
- una forza verticale F_v dovuta al peso della navicella (rotore, organi di trasmissione, generatore, involucro) e della torre
- una forza orizzontale F_t dovuta alla spinta del vento sulla turbina e sulla torre
- un momento M dovuto alla spinta del vento sulla turbina e sulla torre e ad eventuali disassamenti del baricentro della navicella rispetto all'asse della torre.

Le torri autoportanti sono supportate da un basamento in cemento armato.

Le torri strallate sono supportate da una base per la torre e da una serie di ancoraggi nel terreno, uno per ogni strallo.

Il basamento delle **torri autoportanti** è un plinto che viene realizzato in cemento armato, con una forma e dimensioni che dipendono dal tipo di torre, di generatore e, soprattutto, dal tipo di terreno.

In genere i costruttori di turbine forniscono una serie di indicazioni e specifiche. In ogni caso in fase di progetto del basamento è essenziale consultare il fornitore del generatore.

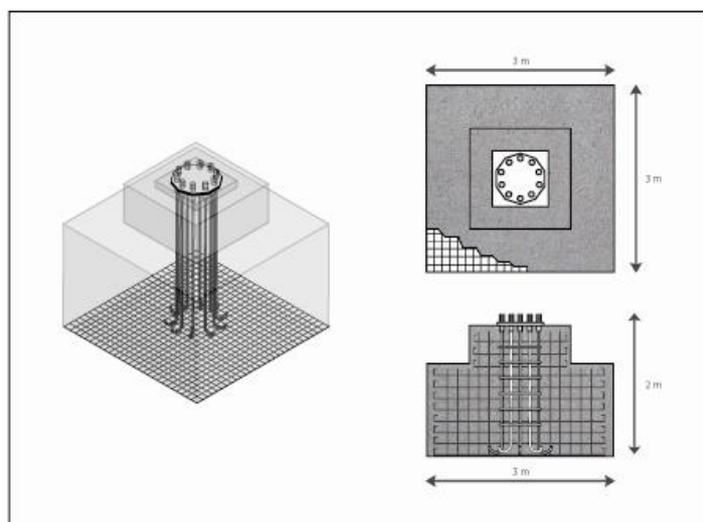
In generale:

- per terreni soffici, sabbiosi o argillosi, vanno realizzati plinti larghi con sezione a forma di T
- per terreni rocciosi vanno realizzati plinti stretti e lunghi a forma di cilindro e/o parallelepipedo.

Nella soluzione a T sono da prevedere due serie di ferri:

- **tirafondi verticali** con estremità filettata per sostenere la flangia a cui va avvitata la torre
- **orizzontali** per formare l'armatura di rinforzo del calcestruzzo.

A titolo indicativo per una torre alta:

- 15÷18 m è opportuno prevedere un plinto di lato 3÷3,5m per un'altezza 1÷1,5m
- 9÷12m è opportuno prevedere un plinto di lato 2,5÷3m per un'altezza 1÷1,3m
- 4÷7m è opportuno prevedere un plinto di lato 1,6÷2m per un'altezza 1÷1,2m.

La base in cemento armato va posta all'interno di uno scavo di dimensioni adeguate, profonda almeno il doppio della base stessa.

Esempio di basamento

Le **torri strallate** richiedono un basamento per la torre di lato 0,8÷1m e profondo 0,9÷1m (dati indicativi per una torre di 6÷9m di altezza).

Per ogni strallo va previsto un ancoraggio nel terreno, che è costituito da un blocco di cemento di lato 0,7÷0,8m alto 0,3÷0,4m, in cui viene annegato il tirante e che viene sotterrato in una buca profonda 1m.

Quando il terreno è argilloso è necessario compattarlo intorno alla base e agli ancoraggi per evitare eventuali sprofondamenti.

Nel caso di installazione su edificio la torre è molto più bassa e viene fissata al tetto oppure alla facciata.

Va verificata con molta cura la capacità del tetto di reggere il peso dell'aerogeneratore e i carichi indotti dalla turbina. Bisogna inoltre prevedere opportuni sistemi di isolamento delle vibrazioni indotte dalle turbina per evitare che si trasmettano alle strutture dell'edificio.

Il basamento può essere costituito da una piastra o da una struttura in acciaio scatolato che viene avvitata al tetto e a cui viene avvitata la flangia di base della torre.

Impianto elettrico

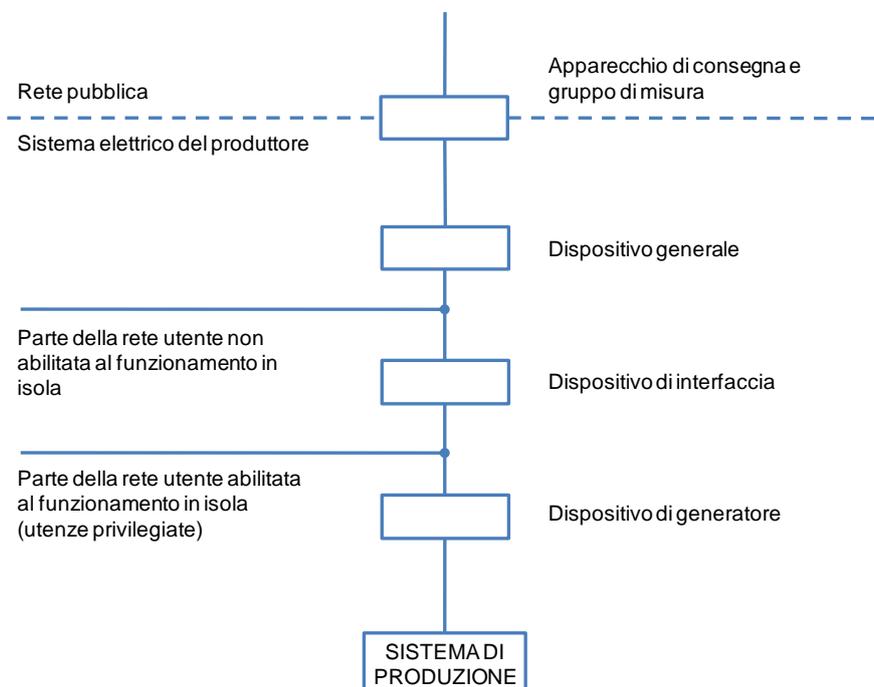
Un generatore mini-eolico è una piccola centrale elettrica che può essere realizzata ed allacciata in due configurazioni:

- connessa alla rete
- in isola.

In entrambe le configurazioni, il generatore mini-eolico va corredato da un insieme di dispositivi che hanno lo scopo di regolarne la produzione e di riversarla in rete e/o nell'impianto elettrico dell'utenza con gli standard di qualità e sicurezza necessari.

Tali dispositivi, denominati anche BOS (Balance-of-System), sono differenti a seconda che il generatore sia in isola oppure connesso alla rete.

Generatore connesso alla rete

Lo schema di connessione degli impianti di produzione alla rete di bassa tensione viene convenzionalmente rappresentato nel modo seguente.

Schema convenzionale di connessione alla rete BT

Lo schema generale di un impianto connesso alla rete BT è quindi costituito dei seguenti elementi:

- **Sistema di produzione**, che include il generatore eolico vero e proprio, tutti i sistemi di regolazione e controllo e il sistema statico di conversione
- **Dispositivo di generatore**, dispositivo di sicurezza a protezione del sistema statico di conversione
- **Dispositivo di interfaccia**, dispositivo di sicurezza che ha il compito di separare il generatore dalla rete pubblica
- **Dispositivo generale**, dispositivo di sicurezza che ha il compito di proteggere tutto l'impianto elettrico.

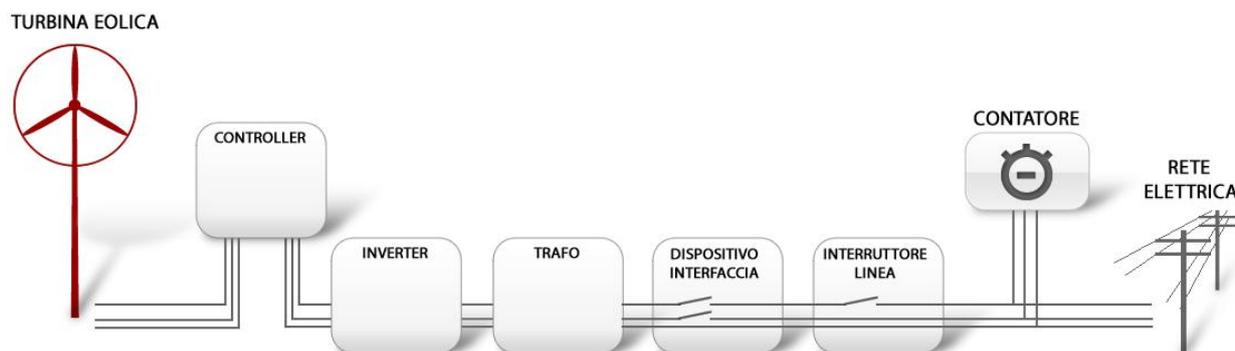
Più specificatamente l'impianto elettrico di un sistema mini-eolico può essere rappresentato attraverso il seguente schema a blocchi.

In termini di funzionamento, il generatore produce in ragione del vento e riversa direttamente in rete.

L'utenza preleva la corrente dalla rete e il bilancio tra energia generata ed energia prelevata viene effettuato a livello di contatore (scambio sul posto).

In questo modo la produzione del generatore, per sua natura discontinua, viene assorbita da un accumulo di capacità infinita (la rete elettrica) e l'utente non si deve preoccupare della sicurezza del servizio che è garantita dalla rete stessa.

Il BOS è quindi costituito da:

- controller della turbina
- convertitore statico
- trasformatore di isolamento
- dispositivi di sicurezza (di generatore, di interfaccia e generale)
- contatore fiscale che misura la quantità di energia riversata in rete.

Schema a blocchi di impianto connesso alla rete

Controller

È un dispositivo elettronico fornito con la turbina, che ha la funzione di proteggere la turbina attraverso due funzioni di freno elettromagnetico (load dump):

- **resistore:** rallenta la turbina e interviene quando la velocità del vento supera una determinata soglia, di solito 14 m/s. Quando il vento ritorna sotto soglia si disattiva automaticamente
- **interruttore:** quando la velocità del vento supera ripetutamente una determinata soglia (12 m/s) il controller attiva il resistore per 30 secondi e poi apre l'interruttore per 5 minuti.

Convertitore statico

È un dispositivo elettronico che riceve in ingresso le grandezze elettriche (tensione, corrente) prodotte dal generatore, di solito molto irregolari, e le converte in grandezze in uscita conformi alle prescrizioni fissate dalla normativa per il riversamento in rete e/o per l'alimentazione di utenza in bassa tensione.

Tipo e configurazione del convertitore dipendono essenzialmente dal tipo di generatore che equipaggia la turbina selezionata, che può essere di tipo asincrono oppure a magneti permanenti.

Il generatore **asincrono** genera corrente alla frequenza di rete indipendentemente dalla velocità di rotazione delle pale.

Anche in condizioni di vento intenso, la rotazione delle pale è di solito molto più lenta di quella che corrisponderebbe al sincronismo con la rete e pertanto la turbina prevede un moltiplicatore di giri tra rotore e generatore elettrico.

In questo caso il convertitore è del tipo AC/AC[1], con la possibilità di disporre di una uscita in DC per gestire un eventuale sistema di accumulo.

Il generatore **a magneti permanenti** genera a frequenza variabile a seconda della velocità del vento.

In questo caso la conversione viene effettuata attraverso un raddrizzatore (AC/DC) e un inverter[2] (DC/AC). Tra raddrizzatore e inverter l'impianto prevede una sezione in corrente continua a cui è possibile allacciare un eventuale sistema di accumulo.

In entrambe le configurazioni è consigliabile adottare i convertitori forniti o suggeriti dal costruttore della turbina, in quanto sono ottimizzati per il funzionamento della turbina stessa.

I convertitori statici devono esser conformi alle normative tecniche che traducono le Direttive Europee EMC (2004/108/CE) e Bassa Tensione (2006/95/CE) e devono essere dotati di marchiatura CE, che garantisce la conformità ai limiti relativi alle interferenze elettromagnetiche.

Nel caso in cui il convertitore statico non sia dotato di separazione metallica (tra la rete pubblica in corrente alternata e la parte di impianto in corrente continua) la norma CEI 11-20 prescrive la necessità di installare un trasformatore di isolamento a frequenza industriale (50 Hz) esterno al convertitore stesso.

Esso serve ad evitare il trasferimento sulla rete pubblica dell'eventuale componente continua presente sul lato AC del convertitore.

Per impianti di potenza inferiore a 20 kW, l'utilizzo del trasformatore di isolamento può essere omesso, qualora sia presente una protezione sensibile alla sola componente continua della corrente, che intervenga senza ritardo intenzionale (distaccando il convertitore dalla rete pubblica entro 0,1s) per valori di quest'ultima superiori allo 0.5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva del convertitore.

---

[1] Apparecchiatura statica che in una sola macchina consente il trasferimento di potenza da una frequenza a un'altra (CEI 11-20).

[2] Apparecchiatura statica che in una sola macchina consente il trasferimento di potenza dalla corrente continua alla corrente alternata (CEI 11-20).

Dispositivi di sicurezza

Dispositivo di generatore (DG)

È un dispositivo di sicurezza che deve essere installato a valle dei terminali di ciascun gruppo generatore, tale da escludere il singolo gruppo in condizioni di "aperto".

Può essere realizzato nelle seguenti tipologie:

- contattore combinato con fusibile o con interruttore automatico
- interruttore automatico con sganciatore di apertura
- commutatore (inteso come Interruttore di manovra CEI EN 60947-3) combinato con fusibile o con interruttore automatico.

Il DG deve soddisfare i requisiti sul sezionamento fissati dalla Norma CEI 64-8.

Nel caso in cui l'impianto mini-eolico sia costituito da un solo generatore e non sia previsto il funzionamento in isola, il dispositivo di generatore può svolgere la funzione di dispositivo di interfaccia, qualora abbia le caratteristiche indicate nel punto successivo.

Dispositivo di interfaccia (DIB)

È un dispositivo di sicurezza che separa l'impianto di produzione dalla rete pubblica oppure da quella di utenza ed è costituito da un interruttore azionato da una protezione di interfaccia.

Il DIB deve essere "a sicurezza intrinseca", dotato di bobina di apertura a mancanza di tensione.

Tale bobina, alimentata in serie ai contatti di scatto delle protezioni, deve provocare l'apertura del dispositivo, sia in caso di corretto intervento che di guasto interno alle protezioni, sia in caso di mancanza di alimentazione ausiliaria.

L'esecuzione del DIB deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.

Può essere realizzato nelle seguenti tipologie:

- interruttore automatico con bobina di apertura a mancanza di tensione
- contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibile o con interruttore automatico
- commutatore (inteso come Interruttore di manovra CEI EN 60947-3) con bobina di apertura a mancanza di tensione combinato con fusibile o con interruttore automatico.

Protezioni di interfaccia (PIB)

- Sono costituite da relé (frequenza e tensione). Hanno la funzione di tutelare gli impianti del distributore elettrico e del cliente produttore in occasione di guasti e malfunzionamenti della rete durante il regime di parallelo.
- Le funzioni di protezione di interfaccia previste dalla Norma CEI 11-20 sono:

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Minima tensione	Unipolare/tripolare (1)	≤ 1,2 Vn	≤ 0,1 s
Massima tensione	Unipolare/tripolare (1)	≥ 0,8 Vn	≤ 0,2 s
Minima frequenza	Unipolare	50,3 Hz o 51 Hz (2)	senza ritardo intenz.
Massima frequenza	Unipolare	49 Hz o 49,7 Hz (2)	senza ritardo intenz.
Derivata di frequenza (3)	Unipolare	0,5 Hz/s	senza ritardo intenz.

(1) Unipolare per impianti monofasi e tripolare per impianti trifasi
(2) Le tarature di default sono 49,7 e 50,3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 e 51 Hz.
(3) Solo in casi particolari

Le funzioni di protezione d'interfaccia possono essere realizzate tramite:

- un dispositivo dedicato (relé);
- il sistema di controllo del dispositivo di conversione statica (solo se presente).

Nel caso in cui l'impianto di produzione preveda più generatori ciascuno associato a una specifica protezione, tali protezioni dovranno comandare un unico dispositivo di interfaccia, capace di escludere tutti i generatori (CEI 11-20 V1 e CEI 0-16).

Dispositivo generale (DG)

È un dispositivo di sicurezza che interviene in caso di guasto dell'impianto oppure delle utenze.

È costituito da un interruttore magnetotermico che interviene come sezionatore su tutte le fasi e sul neutro.

Va installato immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica.

L'esecuzione del DG deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8.

Contatore dell'energia

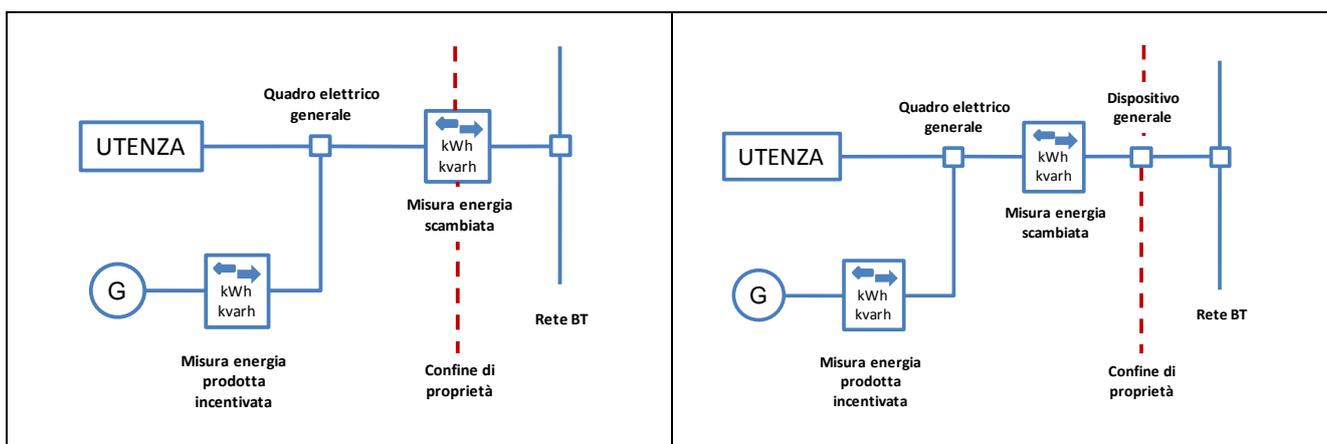
L'energia elettrica prodotta e scambiata con la rete deve essere misurata da un sistema costituito da: contatore di energia, trasformatori di misura, dispositivi di collegamento e di protezione (CEI 13-4).

In un impianto connesso alla rete il contatore deve misurare l'energia immessa in rete, l'energia prelevata dalla rete e l'energia prodotta dal generatore.

Il collegamento del contatore dipende dalla tipologia di impianto, monofase o trifase (più comune), e dalla tipologia di contratto, cessione totale oppure scambio sul posto.

Nel caso di cessione totale dell'energia prodotta, il servizio di rilevazione, registrazione e validazione delle misure è responsabilità del Gestore di rete, mentre l'installazione e la manutenzione del sistema di misura sono responsabilità del Produttore (vedi Allegato A art.1.2 Delibera AEEG 348/07).

Per gli impianti mini-eolici, che hanno capacità inferiore a 20 kW, il responsabile del servizio di misura è in ogni caso il Gestore di rete (vedi Allegato A art.5.5 Delibera AEEG 88/07).

Nel caso di scambio sul posto, i servizi indicati sono tutti a carico del Gestore di rete.

Schema di collegamento dei sistemi di misura presso un produttore con servizio di scambio sul posto o con affidamento al Gestore di rete del servizio di misura dell'energia immessa e/o prelevata.

Schema di collegamento dei sistemi di misura presso un produttore che non si avvale del servizio di scambio sul posto e non affida il servizio di misura dell'energia scambiata con la rete al Gestore di rete

Nel caso di cessione totale, l'energia immessa in rete coincide con quella prodotta e pertanto è sufficiente un solo sistema di misura.

Nel caso di scambio sul posto, cessione parziale o impianto costituito da più generatori è necessario anche prevedere un sistema di misura dell'energia prodotta (vedi art.5.5 Delibera AEEG 90/07 e Delibera 161/08).

Il sistema di misura deve essere conforme ai requisiti specificati nel Dlgs 22/2007 in attuazione della Direttiva Europea MID-Measuring Instruments Directive 2004/22/CE e in particolare delle seguenti norme:

- CEI EN 50470-1 (prescrizioni generali, prove e condizioni di prova)
- CEI EN 50470-2 (contatori elettromeccanici)
- CEI EN 50470-3 (contatori statici).

Cablaggi

La sezione dei cavi va selezionata in funzione della tensione e della distanza. La corrente produce calore per effetto Joule e un corretto dimensionamento dei cavi risulta essenziale sia per la sicurezza che per l'efficienza energetica.

All'aumentare della temperatura del conduttore aumenta la resistività in modo proporzionale.

Se il cavo è troppo sottile per la corrente che trasporta, l'aumento di temperatura può deteriorare in modo precoce l'isolamento dei cavi e causare conseguenti rischi di incendio.

Se il cavo è troppo lungo rispetto alla sezione dei fili, aumenta la caduta di tensione e l'energia dissipata.

Nel dimensionamento della sezione è necessario fare riferimento alle condizioni più critiche, anche se non continuative. In quest'ottica va anzitutto considerato che la turbina può generare una potenza superiore al valore nominale e bisogna quindi fare riferimento ai valori di massima corrente indicati dal costruttore.

Inoltre va considerato che i generatori mini-eolici producono una corrente alternata trifase molto irregolare.

Tale corrente viene portata da tre cavi al raddrizzatore (che la trasforma in continua) oppure al convertitore statico. Da un momento all'altro può capitare che solo due dei tre cavi portino realmente corrente.

Pertanto è bene conservare un certo margine di sicurezza nel dimensionamento della sezione dei cavi.

In sintesi i fattori che determinano il corretto dimensionamento dei cavi sono i seguenti:

- lunghezza del circuito
- tensione e corrente di picco
- temperatura del conduttore
- caduta di tensione accettabile.

Le normative di riferimento sono le seguenti:

- tabelle CEI-UNEL 35024/1 per portate dei cavi con posa in aria
- tabelle CEI-UNEL 35026 per posa interrata
- norme CEI 64-8 e 20-65 per il dimensionamento delle sezioni in funzione della caduta di tensione.

Secondo la CEI 64-8, la caduta di tensione accettabile deve essere inferiore al 4%.

Al fine di preservare i cavi e di aumentare l'efficienza energetica complessiva dell'impianto è consigliabile limitare la caduta di tensione a non oltre il 2%.

Definita quindi la lunghezza del circuito e note tensione e corrente di picco, la sezione del conduttore deve essere selezionata in modo da mantenere la tensione entro i limiti di caduta prefissati.

A titolo esemplificativo la tabella seguente riporta un dimensionamento della sezione dei

cavi in funzione della potenza del generatore e della lunghezza dei cavi stessi. I valori sono espressi in mm^2.

Potenza [kW]	Corrente [A]	Sezione dei cavi [mm2]					
		l = 10m	l = 20m	l = 50m	l = 100m	l = 150m	l = 200m
1	1,52	0,03	0,07	0,17	0,34	0,52	0,69
5	7,60	0,17	0,34	0,86	1,72	2,58	3,45
10	15,19	0,34	0,69	1,72	3,45	5,17	6,89
15	22,79	0,52	1,03	2,58	5,17	7,75	10,34
20	30,39	0,69	1,38	3,45	6,89	10,34	13,79

La portata di un singolo cavo varia a seconda della tipologia (unipolare con guaina, unipolare senza guaina, multipolare con guaina), del numero di conduttori percorsi da corrente nel funzionamento normale e delle modalità di posa (tubo protettivo, canale, passerella,..).

La tabella seguente riporta un esempio di portata di cavi unipolari in rame, senza guaina con isolamento in PVC o EPR posati in tubo o incassati (vedi Tabella C Parte 5 della Norma CEI 64-8 Allegato A) alla temperatura ambiente di 30 °C.

		Sezione [mm2]								
		1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Portata [A]	PVC (2 conduttori)	17,5	24	32	41	57	76	101	125	151
	EPR (2 conduttori)	23	31	42	54	75	100	133	164	198
	PVC (3 conduttori)	15,5	21	28	36	50	68	89	110	134
	EPR (3 conduttori)	20	28	37	48	66	88	117	144	175

Nelle specifiche tecniche dei sistemi eolici di produzione americana, le sezioni dei cavi vengono classificate usando la scala AWG (American Wire Gauge).

Per facilitarne la comprensione nel seguito viene riportata una tabella di conversione dal sistema di classificazione AWG a quello Europeo in millimetri quadri.

AWG	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	1/10
mm2	2,1	2,6	3,3	4,2	5,3	6,6	8,4	10,5	13,3	16,8	21,1	26,7	33,6	42,4	53,5

Protezioni dalle sovratensioni

Hanno lo scopo di proteggere le persone da sovratensioni originate da cause naturali oppure da guasti o manovre errate.

Le sovratensioni dovute a cause naturali sono di origine esterna all'impianto e si verificano quando il fulmine colpisce direttamente l'aerogeneratore, o altra parte dell'impianto, oppure quando il fulmine si scarica in un punto in prossimità dell'impianto e genera un campo elettromagnetico che produce le sovratensioni.

In entrambi i casi la corrente generata interessa il cablaggio dell'impianto e può costituire un rischio per le persone.

La protezione dalle sovratensioni va generalmente realizzata secondo una metodologia basata su un'analisi del rischio secondo le prescrizioni della norma CEI 81-1.

Nello specifico la presenza dell'aerogeneratore costituisce di per se un elemento di rischio aggiuntivo che richiede un sistema integrato di protezione contro i fulmini costituito da calate e da un sistema disperdente nel suolo.

Impianto di terra

Ha lo scopo di proteggere dai contatti indiretti e viene coordinato da interruttori automatici di massima corrente oppure differenziali, che devono intervenire in caso di dispersione di corrente verso terra.

Secondo la normativa di riferimento (CEI 64-8) l'impianto di terra deve essere unico per masse accessibili simultaneamente. Solo in situazioni particolari, quando esista un'incompatibilità tra due diverse funzioni si possono avere nello stesso ambiente due impianti di terra distinti.

In tali casi le parti metalliche collegate ai due diversi dispersori devono essere distanziate tra loro (oltre 2,5m) in modo tale da non poter essere toccate simultaneamente in caso di pericolo.

Il collettore di terra può essere costituito da una barra in rame posizionata in luogo accessibile (in genere in prossimità del quadro elettrico principale).

Al nodo di terra sono collegati i conduttori equipotenziali, i conduttori di protezione e il conduttore di terra.

Il conduttore di protezione PE (giallo-verde) collega le masse all'impianto di terra e deve essere dimensionato in modo tale da sopportare sia le correnti di guasto verso terra sia le sollecitazioni meccaniche.

Le sezioni del conduttore PE possono essere ricavate dalla tabella seguente.

Sezione del conduttore di fase in mm^2	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione in mm^2	1,5	2,5	4	6	10	16	16	16	25	35	50	70	70	95	120

I conduttori equipotenziali collegano le masse estranee e le masse estranee tra loro, allo scopo di assicurare l'equipotenzialità.

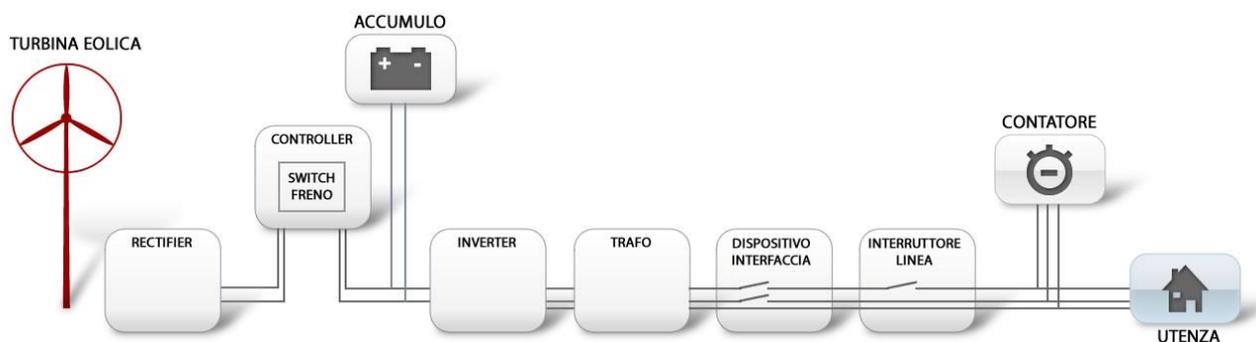
I conduttori equipotenziali principali collegano direttamente le masse estranee al nodo di terra. Le sezioni minime possono essere ricavate dalla seguente tabella:

Conduttori equipotenziali	Sezione del conduttore di protezione principale PE [mm^2]	Sezione del conduttore equipotenziale [mm^2]
Principale EQP	≤ 10 = 16 = 25 > 35	6 10 16 25
Supplementare EQS collegamento massa-massa collegamento massa-massa estranea	EQS ≥ PE di sezione minore EQS ≥ ½ della sezione del corrispondente conduttore PE In ogni caso la sezione del conduttore EQS deve essere: ≥ 2,5 mm^2 se protetto meccanicamente ≥ 4 mm^2 se non protetto meccanicamente	

Il conduttore di terra collega il nodo principali di terra al dispersore. La sezione del conduttore di terra viene dimensionata in funzione della sezione del conduttore di fase, facendo riferimento alla linea di maggiore sezione. Nel caso di conduttore di rame non protetto meccanicamente, la sezione minima è di 16 mm^2.

Generatore in isola

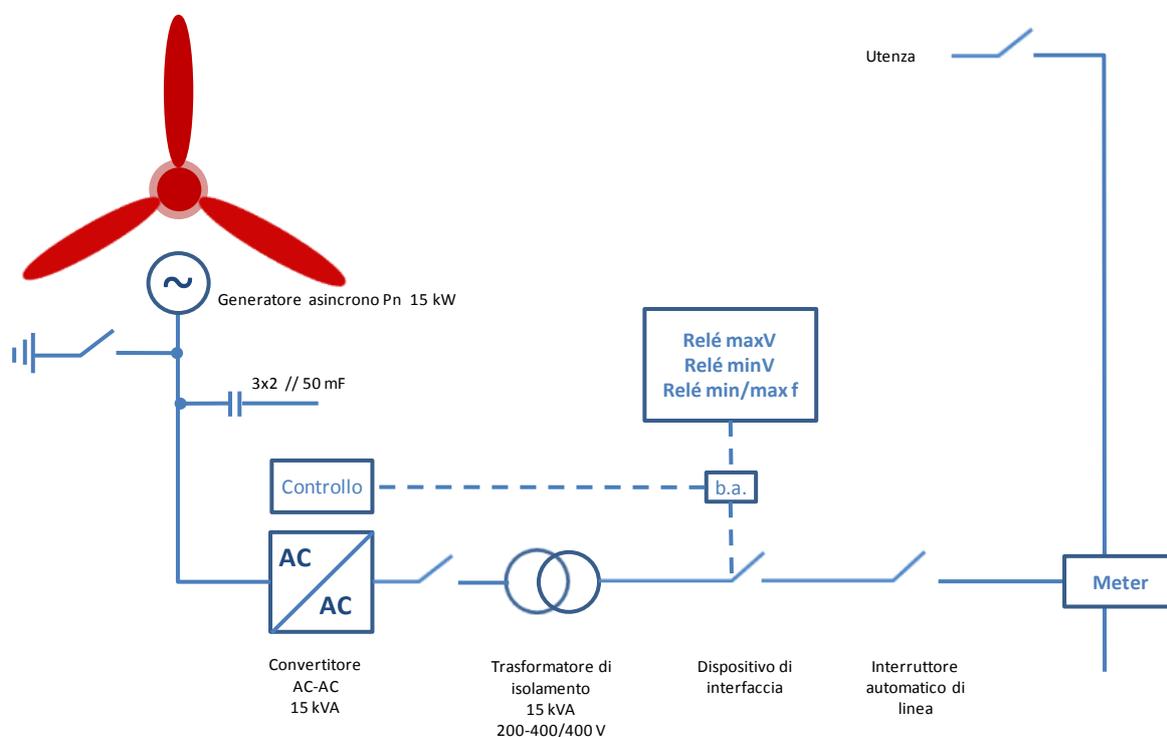
Nella configurazione in isola il BOS comprende gli stessi dispositivi dell'impianto connesso alla rete, a cui devono essere aggiunti uno o più dispositivi per garantire la continuità del servizio all'utenza nelle condizioni in cui il vento manca oppure non è sufficiente.

A questo scopo si possono prevedere diverse soluzioni. La più semplice consiste nell'installare un sistema di accumulo dell'energia elettrica (batterie di accumulatori), che vengono ricaricati dall'aerogeneratore quando la produzione eccede il fabbisogno e da cui si prende l'energia quando invece il generatore non è sufficiente.

Schema di impianto connesso in isola

Batterie in grado di operare con cicli di scarica molto profondi, fino all'80% della carica per centinaia di cicli, come quelle utilizzate per i carrelli elevatori o per i golf carts (i quadricicli elettrici che vengono utilizzati nei campi da golf o nei villaggi turistici), sono perfettamente idonee allo scopo.

Al contrario le batterie delle automobili, che sono dimensionate per operare con livelli di scarica poco profondi, non sono assolutamente adatte.

Le batterie contengono liquidi corrosivi e producono gas potenzialmente esplosivi. Per tali motivi vanno poste in un luogo aerato e segregato rispetto agli spazi abitati.

A titolo esemplificativo nella figura seguente è riportato lo schema unifilare di un impianto da 15 kW con generatore di tipo asincrono.

Schema unifilare di un impianto mini-eolico connesso alla rete

Prescrizioni di sicurezza

L'impianto è soggetto alle prescrizioni di sicurezza sia se è in isola, sia se è connesso alla rete elettrica.

Se è connesso alla rete elettrica il distributore locale deve verificare che la qualità e la sicurezza del servizio siano conformi ai propri standard.

Riguardo alla sicurezza, la preoccupazione del distributore è che l'impianto cessi di immettere energia in rete in caso di guasto alla rete che potrebbe comportare l'intervento di operatori.

Riguardo alla qualità, la preoccupazione del distributore è che la corrente immessa sia sincronizzata con quella di rete e rispetti gli stessi standard di tensione, corrente e power quality.

Qualsiasi aerogeneratore che ottemperi alla normativa CEI EN 61400-1 deve essere provvisto di un sistema di protezione indipendente dal controllo.

Le funzioni di protezione dell'aerogeneratore devono essere attivate come conseguenza del venir meno di una funzione di controllo o degli effetti di un guasto esterno o interno o di un evento pericoloso.

Le funzioni di protezione devono mantenere l'aerogeneratore in condizioni di sicurezza. I livelli di attivazione delle funzioni di protezione devono essere impostati in modo tale che non vengano superati i limiti di progetto.

Le funzioni di protezione devono avere priorità più elevata rispetto alle funzioni di controllo, ma non superiore rispetto al pulsante di arresto di emergenza nell'accesso ai sistemi di frenatura ed alle apparecchiature per la sconnessione dalla rete quando attivate.

Collaudo

Il collaudo dell'impianto mini-eolico viene eseguito a compimento di tutte le fasi operative necessarie per la messa in servizio, al fine di assicurare il rispetto di tutti i requisiti di sicurezza e funzionalità previsti in fase di progetto, nonché la rispondenza alle norme CEI di riferimento.

Le verifiche sono distinte in due categorie: verifiche a vista e prove dirette sui componenti.

Verifiche a vista

Hanno lo scopo di accertare che i componenti installati e le modalità di installazione siano conformi alle norme CEI di riferimento.

Il collaudatore è tenuto a verificare l'assenza di eventuali danneggiamenti dei componenti e di eventuali anomalie installative, facendo uso di attrezzatura/strumentazione idonea.

Situazioni tipiche potenzialmente riscontrabili in sede di collaudo sono: connessioni elettriche interrotte, involucri e/o impermeabilizzazioni danneggiati, dati di targa mancanti, cartelloni e segnaletica di sicurezza incompleti.

Misure e prove

In fase di collaudo le misure devono verificare le seguenti funzionalità principali:

- continuità elettrica tra i componenti dell'impianto
- messa a terra di masse e scaricatori, verificando la continuità dell'impianto di terra a partire dai dispersori fino alle masse e masse estranee collegate
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse effettuando la misura della resistenza di isolamento tra ogni conduttore attivo (oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi) e l'impianto di terra. I valori di resistenza di isolamento sono prescritti dalla CEI 64-8 e le prove vengono eseguite in corrente continua con strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste con un carico di 1 mA
- corretto funzionamento dell'impianto durante le fasi di accensione, spegnimento, mancanza di rete, verificando che i dispositivi siano installati e regolati in modo adeguato.

Collaudo tecnico e amministrativo

Ha lo scopo di verificare e certificare che la realizzazione dell'impianto sia avvenuta secondo le prescrizioni tecniche prestabilite, in conformità al progetto e sue eventuali varianti.

Deve essere effettuato a cura di una terza parte, un professionista abilitato non intervenuto in alcun modo nella progettazione, direzione ed esecuzione dell'opera.

Al collaudatore deve essere messa a disposizione tutta la documentazione di progetto, compresi certificati di prova sui materiali utilizzati, certificazioni di qualità e eventuali rapporti di collaudi statici delle strutture dell'impianto.

Al termine il collaudatore incaricato redige un verbale di visita nel quale elenca tutte le verifiche condotte, descrive i rilievi eseguiti, le misurazioni e i risultati ottenuti. In un'apposita relazione il collaudatore confronta i dati di fatto ottenuti e verificati con i dati di progetto, esprimendosi circa la collaudabilità dell'opera e le condizioni o eventuali restrizioni.

In caso di esito positivo, il collaudatore redige il certificato di collaudo contenente i dati tecnici, amministrativi e contabili, i verbali delle visite e le condizioni/prescrizioni di collaudabilità.

Gestione e manutenzione

Anche se i sistemi mini-eolici sono molto robusti essi richiedono una manutenzione periodica di tipo meccanico ed elettrico per assicurare la corretta funzionalità, sicurezza ed efficienza dell'impianto.

Le principali verifiche periodiche riguardano in particolare:

- connessioni elettriche (esame a vista)
- viti e collegamenti meccanici in generale
- stralli (verifica della tensione di tiro)
- bordi delle pale (se consumati)
- manutenzione dei convertitori statici
- batterie (nel caso di impianti in isola).

Circa ogni 10 anni le pale e i cuscinetti del rotore vanno sostituiti.

Seguendo un'appropriata manutenzione programmata l'impianto può durare almeno 20 anni. Gli installatori di sistemi mini-eolici sono in grado di fornire un servizio "all inclusive" di manutenzione programmata.

Autorizzazioni

La legge e la normativa tecnica prevedono una distinzione in base alla potenza dell'impianto.

Per gli impianti di potenza inferiore a 20 kW, la Legge 133/99 ha decretato l'assenza di imposizione fiscale, soglia ripresa anche dal D.Lgs 387/2003.

Tali impianti sono da classificare come "destinati all'autoconsumo". Non è pertanto necessaria la denuncia all'UTF, ai sensi dell'art. 52, comma 3 del D.Lgs 504/95.

Gli impianti di potenza superiore a 20 kW sono invece classificati come "officine elettriche" e devono presentare denuncia all'UTF con conseguente imposizione fiscale.

L'iter autorizzativo per la costruzione e l'esercizio degli impianti è regolato, a livello generale, dal D.Lgs 387/03, mentre a livello locale è regolato dalla normativa provinciale e regionale.

Il D.Lgs 387/03 prevede un'autorizzazione unica per tutti gli impianti, di qualunque taglia, alimentati da fonti rinnovabili (art.12). L'autorizzazione viene rilasciata, ai sensi della Legge 241/90, dalla Conferenza dei Servizi Regionale, che deve essere convocata entro 30 giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione.

Gli impianti inferiori a 20 kW sono assoggettati a un iter autorizzativo semplificato (Legge Delega 239/04). È sufficiente inoltrare la Dichiarazione di Inizio Attività (DIA) al Comune a cui appartiene il sito in oggetto (DPR 380/01).

A partire dal 2010 (Legge 122 del 30/07/2010), tale dichiarazione può essere effettuata sotto forma di Segnalazione Certificata di Inizio Attività.

Tale richiesta è sostitutiva dell'autorizzazione unica ed è basata sul principio del silenzio-assenso: trascorsi 20 giorni è possibile iniziare i lavori.

Se il sito ricade in una zona con vincoli di carattere storico o paesaggistico, va presentata la comunicazione alla Soprintendenza ai Beni Culturali e Architettonici.

Oltre alle procedure illustrate è necessario inoltrare, come previsto dalla Delibera AEEG 28/06, la comunicazione all'ufficio del Gestore della rete di distribuzione di zona.

Per la connessione alla rete elettrica l'iter procedurale, codificato nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA), è il seguente:

1. richiesta di connessione
2. accettazione del preventivo di comunicazione e inizio lavori
3. realizzazione dell'impianto e opere per la connessione
4. comunicazione di fine lavori e connessione alla rete.

La richiesta di connessione viene presentata al Gestore di rete dal committente dell'impianto, corredata dai dati della connessione e dal progetto definitivo secondo la norma CEI 0-2.

Il committente deve anticipare un corrispettivo per l'ottenimento del preventivo che è fissato in €100,00 per impianti di piccola taglia.

Il Gestore di rete ha un tempo di 20 giorni lavorativi per mettere a disposizione il preventivo.

Il preventivo del Gestore dettaglia la tipologia dei lavori necessari per la realizzazione della connessione, la soluzione tecnica prospettata e l'iter autorizzativo. Il preventivo ha una validità di 45 giorni lavorativi.

Tramite l'accettazione del preventivo il committente si impegna a versare il saldo e la comunicazione di fine lavori per la connessione previste nella specifica tecnica.

Il committente si impegna inoltre a inviare al Gestore di rete la comunicazione di inizio lavori dell'impianto di produzione, entro sei mesi dalla data di accettazione del preventivo, la comunicazione di fine lavori, il progetto esecutivo e relativi allegati.

Tali esecuzioni sono indispensabili per l'allaccio alla rete del distributore.

In particolare dalla comunicazione di fine opere per la connessione e versamento del saldo, il Gestore di rete ha 30 giorni lavorativi.

Ultimati i lavori per la connessione, il Gestore di rete invia al produttore una comunicazione di completamento delle opere.

Il produttore, ultimati i lavori per l'impianto, invia comunicazione di fine lavori e relativi allegati. Nel caso in cui tale comunicazione sia consegnata prima del completamento della connessione, il Gestore di rete ha 10 giorni lavorativi di tempo per attivare la connessione.

All'atto dell'attivazione della connessione, si verifica l'entrata in esercizio dell'impianto stesso.

Come anticipato, per gli impianti di potenza minore di 20 kW non è necessaria la denuncia di officina elettrica, salvo i casi in cui il nuovo impianto si vada a sommare a impianti pre-esistenti appartenenti allo stesso soggetto titolare la cui potenza complessiva eccede la soglia dei 20 kW.

Regimi di cessione dell'energia e incentivi

I regimi adottati dagli impianti mini-eolici sono essenzialmente due:

- vendita dell'energia prodotta
- Scambio sul Posto.

La **vendita dell'energia prodotta** viene effettuata direttamente al Gestore dei Servizi Energetici (GSE) attraverso il meccanismo della "Tariffa Fissa Onnicomprensiva" (introdotta dal D.M. del 18/12/2008) e che prevede la corresponsione di un incentivo pari a € 0,30 per ogni kWh immesso in rete per una durata di 15 anni.

Al termine dei 15 anni l'energia prodotta può essere venduta sul mercato elettrico oppure al GSE attraverso il meccanismo del Ritiro dedicato.

Rappresenta il meccanismo più remunerativo per il mini-eolico, data la differenza tra la tariffa corrisposta e il costo del kWh evitato, in genere compreso tra € 0,15 e € 0,20.

Al fine di massimizzare i benefici di questo meccanismo si raccomanda in linea generale, qualora sia già presente nel sito un'utenza elettrica "passiva" (che ha dei consumi), di connettere l'impianto attraverso un nuovo punto di consegna.

Lo **Scambio sul Posto (SSP)** è un meccanismo più semplice da un punto di vista degli adempimenti e, come tale, più adatto ad impianti legati a un'utenza locale (autoconsumo).

L'adempimento consiste in una richiesta da inoltrare al GSE, a seguito della quale l'energia immessa in rete dall'impianto viene valorizzata secondo quanto previsto dalla Delibera AEEG 28/06.

Con cadenza trimestrale il GSE corrisponde al cliente l'importo.

In caso di saldo annuale positivo (il valore dell'energia immessa supera quello dell'energia prelevata), l'importo eccedente viene conservato come credito economico per gli anni successivi, senza scadenza temporale e senza rivalutazione economica, oppure viene liquidato in occasione del conguaglio annuale.

Lo Scambio sul Posto non può essere cumulato con la Tariffa Fissa Onnicomprensiva.

Leggi e normative di riferimento

Direttive Europee	
2004/108/CE	EMC
2006/95/CE	Bassa Tensione
2004/22/CE	MID-Measuring Instruments Directive

Delibere dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)	
348/07	Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione
88/07	Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione
28/06	Condizioni tecnico-economiche del servizio di Scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 Dicembre 2003, n. 387
280/07	Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 29 Dicembre 2003, N. 387/03, e del comma 41 della Legge 23 Agosto 2004, N. 239/04
74/09	Misure urgenti in merito all'aggregazione delle misure ai fini del dispacciamento
74/08	Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)
99/08	Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (testo integrato delle connessioni attive – TICA)

Norme Comitato Elettrotecnico Italiano (CEI)	
11-20 V1	"Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria"
0-2	"Guida alla documentazione di progetto"
0-16	"Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alla rete AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica"

64-57	“Impianti di piccola produzione distribuita”
13-4	“Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica”
64-8	“Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione (IEC 60364)”
20-65	“Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua”
81-10	“Protezione contro i fulmini”
82-25	“Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione”
EN 50470-1 (CEI 13-52)	“Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.). Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C)”.
EN 50470-2 (CEI 13-53)	“Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.). Parte 2: Prescrizioni particolari – Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)”.
EN 50470-3 (CEI 13-54)	“Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.). Parte 3: Prescrizioni particolari – Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)”.
UNEL 35024/1	tabelle per portate dei cavi con posa in aria
UNEL 35026	tabelle per posa interrata

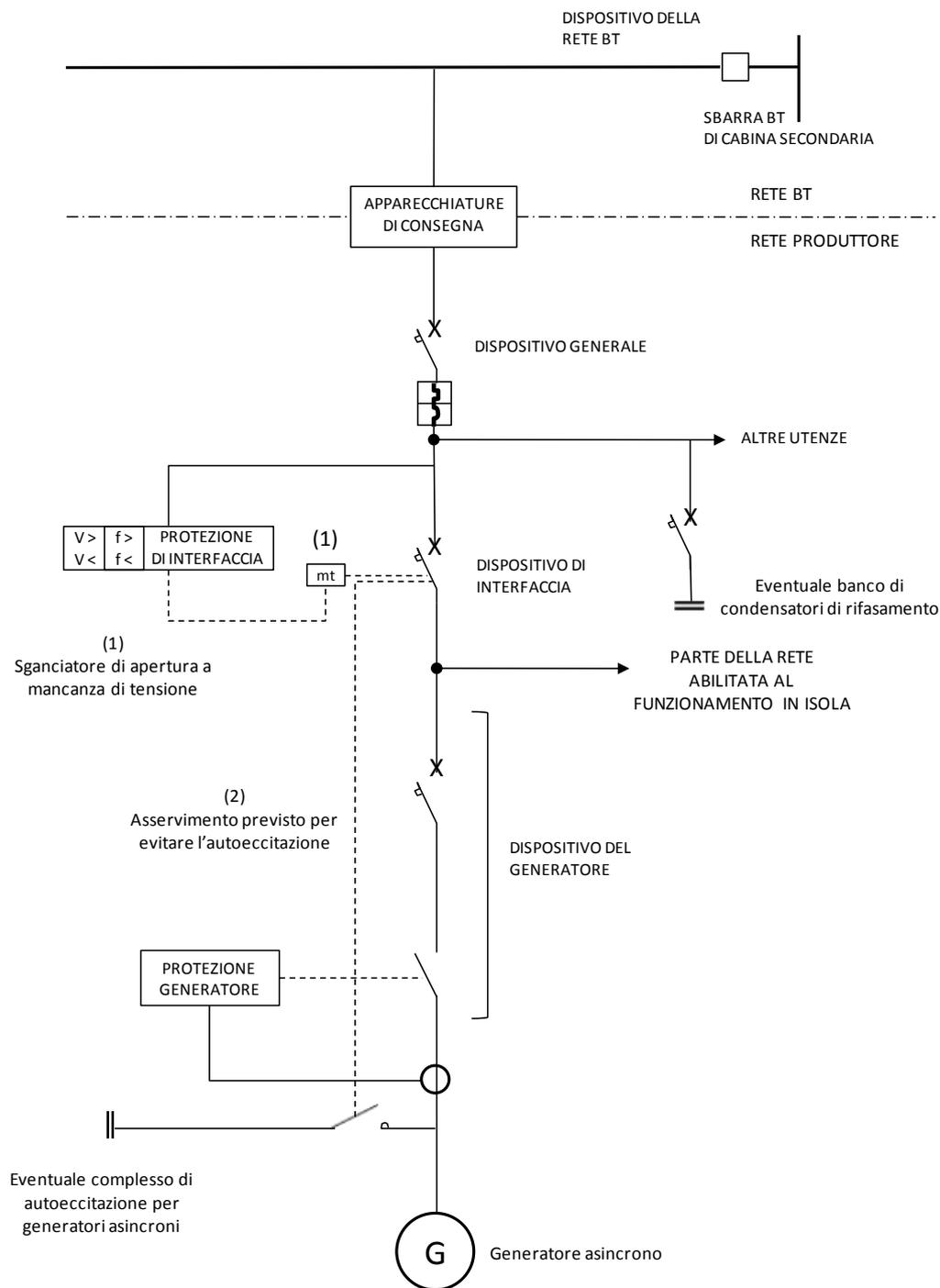
International Standards (ISO)	
IEC 61400-1	”Wind Turbine Safety and Design”
IEC 61400-2	“Small Wind Turbine Safety Wind turbines – Part 2: Design requirements for small wind turbines”
IEC 61400-11	“Wind turbine generator systems – Part 11: Acoustic noise measurement techniques”
IEC 61400-12	”Wind turbine generator systems – Part 12: Wind turbine power performance testing”
IEC 61400-13	“Wind turbine generator systems – Part 13: Measurement of mechanical loads”
IEC 61400-21	”Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines”
IEC 61400-22	“Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification”
IEC 61400-23	“Wind turbine generator systems – Part 23: Full-scale structural testing of rotor blades”

Normative USA	
AWEA Standard AWEA 9.1 - 2009	AWEA Small Wind Turbine Performance and Safety Standard
NREL/CP-500-27062	“Certification Testing for Small Wind Turbines”

Leggi e Decreti	
Legge 244/2007	Legge Finanziaria 2008
Legge 99/2009	“Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia”
Legge 133/99	"Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale"
Legge 241/90	“Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi”
Legge Delega 239/04	“Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia”
Legge 122/10	“Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 maggio 2010, n.78, recante misure urgenti in materia di stabilizzazione finanziaria e di competitività economica”
D.M. 18/12/2008	“Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 Dicembre 2007, n. 244”
D.Lgs 387/2003	“Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”
D.Lgs 504/95	“Testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative”
D.Lgs 22/07	“Attuazione della direttiva 2004/22/CE relativa agli strumenti di misura”

Normative ENEL	
DK5940	“Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL Distribuzione”

Appendice 1 - Schema di allacciamento di generatore rotante connesso alla rete

Riferimenti: CEI11-20, ENEL DK5940

Appendice 2 - Esempio di calcolo della produzione annuale

Si vuole stimare la produttività di un impianto mini-eolico da installare in una zona rurale, ad un'altezza di 500 m sul livello del mare.

Riguardo alla risorsa vento locale non si dispone di una caratterizzazione anemologica accurata, ma solo di un valore attendibile della velocità media rilevata a un'altezza da terra di 10m.

La distribuzione di probabilità della velocità del vento deve quindi essere stimata. Si utilizza una distribuzione di Weibull descritta dalla seguente formula:

$$p(V) = \frac{k}{c} * \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^{k}}$$

in cui:

k è il fattore di forma

c è il fattore di scala, legato alla velocità media dalla seguente formula:

$$c = \frac{V_{media}}{\Gamma(1 + \frac{1}{k})}$$

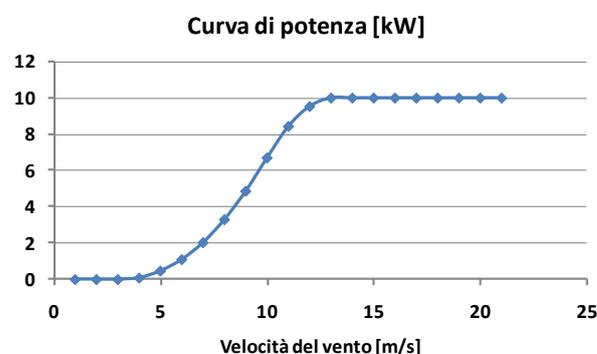
dove Γ è la funzione Gamma di Eulero.

Nel caso specifico sono stati adottati i seguenti valori:

k = 2

c = 1,13 * V_{media}

Tipo di generatore

Si prevede di installare una turbina ad asse orizzontale con una potenza nominale di 10 kW (curva di potenza sottostante).

Si prevede di utilizzare una torre di altezza pari a 20m (altezza del mozzo).

La velocità media rilevata va quindi riportata all'altezza del mozzo utilizzando la seguente formula (wind shear):

$$V_{mozzo} = V_{rilevata} * \left(\frac{h_{mozzo}}{h_{rilievo}}\right)^{\alpha}$$

Il terreno su cui si intende installare il generatore ha una rugosità normale. Come coefficiente di shear viene adottato:

α = 0,145

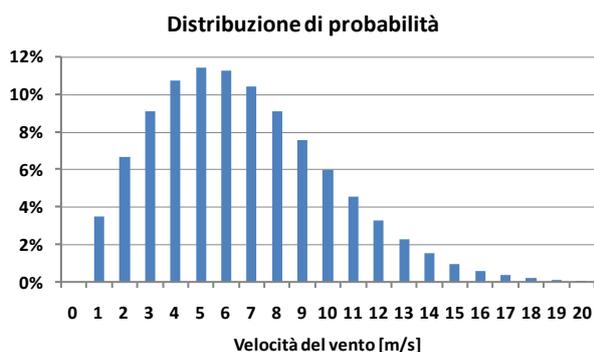
Ne derivano i seguenti valori

V_{media} = 6,63 m/s

fattore di scala c = 7,49 m/s.

I dati caratteristici del sito sono sintetizzati nella tabella seguente:

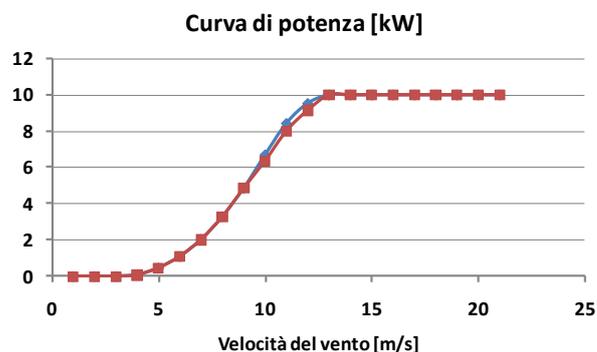
Altezza s.l.m	500 m
Velocità media del vento a 10m	6 m/s
Coefficiente di Shear	0,145
Velocità media del vento a 10m	6,63 m/s
Fattore di forma k	2
Fattore di scala c	7,49 m/s

Sulla base di tali valori viene calcolata la curva di distribuzione di probabilità della velocità del vento:

Dalla curva di probabilità si risale alla durata in ore della permanenza del vento ad ogni valore di velocità (la curva indica la permanenza a un dato valore di velocità mediata su 10 minuti).

Ad esempio la velocità a cui si ha il massimo della curva corrisponde a un permanenza di circa 1000 ore annue, su un totale di 8760.

Per ogni valore di velocità del vento si dispone quindi della potenza prodotta dalla turbina e della durata di permanenza. In questo modo si può calcolare la produzione di energia in kWh.

La turbolenza del vento influisce sulla produzione della turbina. La turbolenza è definita come il rapporto tra la deviazione standard della curva di probabilità e la velocità media.

Come caso esempio è stata considerata una turbolenza del 10%. L'effetto sulla curva di potenza della turbina è rappresentato dalla curva rossa nella figura seguente:

Infine la potenza deve essere corretta per tenere conto della variazione di densità causata dall'elevazione.

Nel caso specifico il sito è posto a 500m e il coefficiente di correzione rispetto al livello del mare è pari a 94%.

Tenendo conto di tutti i fattori indicati, la produzione annua stimata è pari a 29.014 kWh, che corrisponderebbe a 2.900 ore equivalenti alla potenza nominale.

Tale valore rappresenta la produzione della turbina e quindi include le perdite aerodinamiche e quelle del generatore.

Va opportunamente corretto per tenere conto delle perdite dell'impianto (BOS).

Impianti fotovoltaici di piccola taglia

Il presente documento rappresenta una guida tecnica per la progettazione, l'installazione e l'esercizio di impianti fotovoltaici di potenza nominale inferiore a 20 kWp.

Le indicazioni tecniche in esso presenti fanno riferimento alla normativa nazionale ad oggi vigente, in particolare per quanto riguarda le regole tecniche di connessione degli impianti di produzione alla rete pubblica e le modalità procedurali, tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche.

In tale contesto lo scopo del presente documento vuole essere fornire una guida tecnica utile e al progettista e all'installatore, capace di risolvere problemi pratici e di guidare attraverso tutto il panorama legislativo.

Image source: aboutpixel.de / Photovoltaik © Martin Wimmer

Progettazione

La progettazione di un sistema fotovoltaico per la produzione di energia elettrica si sviluppa affrontando una serie di aspetti per i quali devono essere ricercate le migliori soluzioni, dal punto di vista ingegneristico ed economico.

Gli aspetti principali da affrontare sono i seguenti:

- budget a disposizione per l'investimento nell'impianto
- caratteristiche installative del sito (micrositing globale)
- caratteristiche delle superfici di posa (micrositing locale)
- vincoli strutturali e imposti dallo stato dell'arte.

La loro importanza relativa dipende essenzialmente dalla taglia dell'impianto, dalla sua destinazione d'uso (per autoproduzione o per immissione in rete) e dalle ipotesi circa la sua integrazione in un edificio.

Prima di procedere con il dimensionamento dell'impianto e la scelta dei componenti fotovoltaici è indispensabile che il progettista effettui in loco uno studio di fattibilità, avendo cura di analizzare e stimare con adeguata precisione tutti i fattori rilevanti ai fini dei successivi calcoli.

Analisi di fattibilità

Il sopralluogo sul sito d'intervento dovrà essere condotto al fine di valutare la concreta fattibilità dell'opera, in relazione alle caratteristiche dimensionali delle superfici utili, ai vincoli strutturali, all'eventuale presenza di ostacoli nelle immediate vicinanze e alle caratteristiche clinometriche e morfologiche del terreno circostante.

In particolare lo studio di fattibilità può essere suddiviso in due ordini di analisi:

- analisi globale
- analisi locale.

Analisi globale (micrositing globale)

Rappresenta la valutazione globale delle caratteristiche clinometriche e morfologiche del sito su cui dovrà essere installato l'impianto. Riveste un ruolo essenziale all'interno dello studio preliminare di fattibilità, in quanto può influenzare in modo rilevante la produzione attesa di energia.

La presenza di ostacoli particolarmente alti rispetto all'orizzonte e non sufficientemente distanti dal sito può determinare l'ombreggiamento parziale della superficie irraggiata per un numero variabile di ore giornaliere, con conseguente riduzione della produzione di energia.

Inoltre la posizione geografica, specialmente la latitudine, incide in modo considerevole sull'irraggiamento potenziale a cui è soggetta la superficie esposta.

È bene che il progettista, individuata inclinazione e orientamento della superficie d'interesse, sia in grado di tracciare il profilo dell'orizzonte facendo uso di adeguata strumentazione (bussola, inclinometro).

Qualsiasi corpo presente in prossimità della superficie captante deve essere rilevato valutandone posizione relativa (distanza e

orientamento) e altezza rispetto al piano campagna.

I dati rilevati in sito dovranno poi essere elaborati facendo uso di software di calcolo adeguati, mediante i quali sarà possibile stimare l'eventuale perdita di energia.

Un altro fattore da prendere in considerazione nelle valutazioni preliminari di fattibilità è rappresentato dalla tipologia di paesaggio circostante l'impianto fotovoltaico. Il tipo di superficie presente nelle vicinanze influenza infatti il valore di riflessione media del terreno (albedo).

Nella tabella sono indicati i valori di riflettanza media (in percentuale) per diverse superfici, così come indicati nella norma UNI 8477.

Neve fresca o con film di ghiaccio	75%
Superfici acquose	7%
Suolo (creta)	14%
Strade sterrate	4%
Bosco di conifere d'inverno	7%
Bosco in autunno	26%
Campi con raccolti maturi e piante	26%
Asfalto invecchiato	10%
Calcestruzzo invecchiato	22%
Foglie morte	30%
Erba secca	20%
Erba verde	26%
Tetti o terrazzi in bitume	13%
Pietrisco	20%
Superfici scure di edifici	27%
Superfici chiare di edifici	60%

Analisi locale (Micrositing locale)

Servono al progettista per analizzare le dimensioni delle superfici interessate dalla posa dei moduli fotovoltaici nonché la tipologia costruttiva delle superfici stesse.

In tal modo è possibile procedere con una simulazione d'inserimento dei moduli fotovoltaici per individuare il corretto posizionamento, il numero di moduli installabili e la tipologia installativa.

La misura delle dimensioni delle superfici interessate deve essere effettuata tenendo in considerazione le future esigenze locali (fasce di rispetto per eventuali interventi di faudaleria, passaggi per canaline, scossaline o altri elementi impiantistici/architettonici, ecc.).

Passaggi canaline elettriche

Le caratteristiche strutturali della superficie destinata ad accogliere i moduli fotovoltaici influenzano in modo rilevante le scelte condotte in fase installativa.

La tipologia dei materiali e la geometria degli elementi costruttivi determina il sistema di fissaggio dei moduli, che deve essere individuato anche in relazione al metodo di integrazione architettonica dell'impianto.

Le soluzioni impiantistiche e installative saranno approfondite in un capitolo successivo.

La valutazione di ostacoli presenti in prossimità dell'impianto, quali alberi, edifici, edifici, antenne, cavi elettrici e/o telefonici, comignoli, è fondamentale per un'accurata simulazione di produzione dell'impianto fotovoltaico.

Qualora la causa degli ombreggiamenti non sia eliminabile, è bene che il progettista sia in grado di stimare a priori la loro entità, al fine di evitare la posa di moduli in zone sfavorevoli. Tale valutazione risulta molto critica per la produttività e va analizzata con cura in quanto l'effetto dell'ombreggiamento sulla produzione

non corrisponde semplicemente al rapporto tra superficie ombreggiata e superficie totale, come discusso nella successive sezioni relative agli ombreggiamenti e alle perdite.

Nei casi di installazione su superfici piane in cui i moduli vengono supportati da strutture di sostegno che ne aumentano l'inclinazione rispetto al piano delle superfici stesse, è necessario analizzare gli ombreggiamenti autoindotti dai moduli stessi, al fine di evitarli mediante adeguate interdistanze.

Dimensionamento dell'impianto

Durante il dimensionamento di un impianto fotovoltaico molte sono le valutazioni che il progettista incaricato deve condividere con il committente.

Nella scelta della taglia dell'impianto è essenziale analizzare il fabbisogno di energia elettrica d'utenza su cui insisterà l'impianto in progetto.

In un'ottica di ottimizzazione dei consumi, è importante valutare quale grado del proprio fabbisogno può essere soddisfatto attraverso autoproduzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

A tal fine non sempre si riesce a disporre di uno storico annuale delle bollette elettriche e, inoltre, le abitudini di utilizzo dell'energia elettrica potrebbero variare a seguito dell'installazione dell'impianto fotovoltaico.

Questo rende di fatto necessaria un'analisi dei consumi, che viene condotta individuando i carichi e le apparecchiature utilizzate, la loro modalità d'uso e combinando i dati con opportuni fattori di utilizzazione e di contemporaneità.

La disponibilità economica per l'investimento influisce nella definizione della taglia dell'impianto fotovoltaico.

Parametri tecnici e installativi possono imporre l'utilizzo di materiale particolare oppure fuori standard, come nel caso di moduli fotovoltaici su misura per applicazioni di altamente integrate negli edifici.

Tipologia di connessione alla rete

Per impianti di potenza installata inferiore a 20 kWp le tipologie di connessione sono essenzialmente tre:

- connessione alla rete in bassa tensione monofase 230 V
- connessione alla rete in bassa tensione trifase 400/230V
- connessione alla rete trifase in media tensione.

Trattandosi di impianti di piccola taglia, la connessione in media tensione si verifica in un limitato numero di casi pratici, in particolare quando l'impianto fotovoltaico viene realizzato presso forniture elettriche in media tensione preesistenti.

Altro caso particolare è la realizzazione di impianti "stand-alone", per i quali la connessione alla rete non viene effettuata e l'impianto (detto in isola) lavora in modo indipendente dalla rete mediante inserimento di regolatori di carica e accumulatori (rifugi alpini e/o zone remote per le quali la connessione alla rete elettrica non è realizzabile).

Condizione necessaria, ma non sufficiente, per la connessione alla rete monofase è che l'impianto abbia potenza inferiore a 6 kWp.

Condizione sufficiente per la connessione alla rete trifase è che la potenza sia superiore a 6 kWp, oppure sia previsto l'utilizzo di apparecchiature trifase, oppure ancora che l'impianto sia realizzato presso forniture elettriche trifase preesistenti.

Regime di cessione di energia

I regimi di cessione sono essenzialmente tre:

- Scambio sul Posto;
- Cessione parziale;
- Cessione totale.

La scelta di un regime piuttosto che un altro determina le condizioni dell'imposizione fiscale, che hanno un effetto economico rilevante sul ritorno dell'investimento.

Lo **Scambio sul Posto** (SSP) è un meccanismo di autoconsumo, che prevede la remunerazione dell'energia prodotta tramite l'acquisto "evitato" della quota parte di energia autoconsumata istantaneamente (consumo contestuale alla produzione) e il riconoscimento da parte del GSE, tramite il "Contributo in conto Scambio", del corrispettivo relativo al minimo tra energia immessa e energia prelevata.

Se l'energia immessa supera l'energia prelevata, la differenza va "a credito". Tale credito può essere sfruttato negli anni seguenti oppure può essere liquidato.

Se si sceglie lo SSP, è consigliabile dimensionare l'impianto fotovoltaico in modo tale da produrre dal 10 al 25% in più dell'energia che risulta necessaria dall'analisi consumi, al fine di garantirsi da eventuali maggiori consumi e dall'inevitabile decadimento prestazionale dei componenti installati.

Cessione parziale e **totale** rappresentano due modalità di vendita di energia alla rete elettrica (prezzi minimi garantiti o prezzi per fascia oraria e zona di mercato) tramite il Ritiro Dedicato (RID) per la quota parte di energia non autoconsumata istantaneamente.

La **Cessione parziale** è vantaggiosa quando l'ammontare di energia elettrica consumata è inferiore al 70% dell'energia prodotta.

La **Cessione totale** va scelta quando l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico viene interamente immessa in rete. Il gestore di rete prevede una potenza in prelievo esclusivamente per i servizi ausiliari.

Ottimizzazione del layout

La disposizione della superficie captante deve essere definita con l'obiettivo di massimizzare l'energia prodotta annualmente o l'energia prodotta per l'autoconsumo (privilegiando ad esempio la produzione invernale o estiva per far fronte ad esigenze di riscaldamento o climatizzazione), oppure l'energia prodotta al fine del riconoscimento economico possibile.

Le tariffe incentivanti sono riconosciute anche in base alla taglia di potenza installata, con l'intento di favorire impianti di piccola taglia.

Risulta ad esempio antieconomico realizzare un impianto da 3,08 kWp (14 moduli fotovoltaici da 220 Wp) piuttosto che un impianto da 2,99 kWp (13 moduli fotovoltaici da 230 Wp), in quanto la maggiore dimensione e capacità del primo non è tale da ridurre il prezzo al kWp del materiale installato, mentre determina una tariffa incentivante meno favorevole.

Tipologie di installazione

Sono disponibili due tipologie di installazione della superficie captante:

- sistema fisso
- sistema ad inseguimento.

Il **sistema fisso** è il più diffuso e prevede che la superficie captante rimanga in posizione fissa rispetto alle strutture a cui è vincolata.

Sistemi fissi

Il **sistema a inseguimento** prevede una movimentazione dei moduli e può essere realizzato in tre configurazioni:

1. ad asse orizzontale (azimut[3] fisso e tilt[4] variabile in funzione delle stagioni)
2. ad asse verticale (tilt fisso e azimut variabile in base al momento della giornata)
3. a due assi (rotazione su piano orizzontale e verticale tale da garantire la massima resa, grazie ad automazioni che correggono la posizione in funzione di mappe solari e/o di segnali di sensori di intensità luminosa in grado di determinare la posizione del sole).

Gli inseguitori a due assi permettono al pannello fotovoltaico di raggiungere la massima potenza già due ore dopo l'alba, e mantenerla pressoché costante fino a due ore prima del tramonto.

Inseguitori biassiali

L'installazione con sistema fisso è di gran lunga la più diffusa, anche alla luce dei recenti orientamenti e disposizioni, che incentivano preferenzialmente impianti fotovoltaici integrati negli edifici.

I benefici energetici delle soluzioni a inseguimento sono contro-bilanciati da maggiori costi di investimento, manutenzione e gestione, per cui occorre una dettagliata analisi per determinarne la reale convenienza.

---

[3] Angolo di orientamento rispetto al SUD. S=0°, E=-90°, W=90°.
[4] Angolo di inclinazione verticale. Orizzontale=0°, Verticale=90°

Ombreggiamenti: cause ed effetti

Rappresentano un aspetto fondamentale da valutare nello studio di installazione dei moduli e riguardano in particolare:

- ombreggiamenti clinometrici
- ombreggiamenti locali
- auto-ombreggiamenti.

Gli **ombreggiamenti clinometrici** sono dovuti a ostacoli fissi posti all'orizzonte rispetto al baricentro dell'impianto e sono strettamente legati all'area in cui si trova il sito d'installazione.

Noto il profilo dell'orizzonte e note le curve dei percorsi solari è possibile calcolare la perdita percentuale di produzione valutando l'interferenza tra l'area sottesa dal profilo dell'orografia locale e le curve solari.

Tale valutazione è effettuabile utilizzando applicativi informatici largamente diffusi (es. PVGIS[5]) che tengono conto dell'effettiva distribuzione dell'orografia rispetto al sito di intervento e provvedono a tagliare la quota parte di produzione che non si consegue a causa dell'ombreggiamento clinometrico.

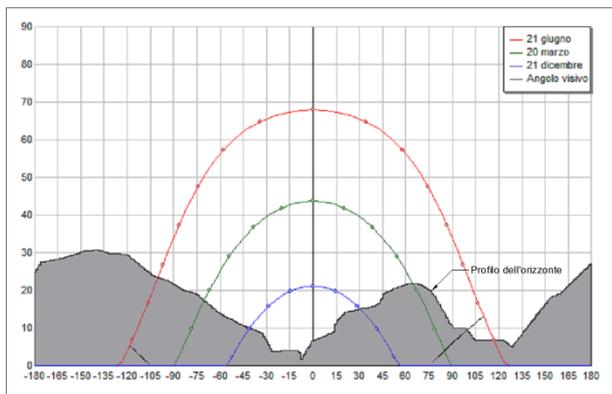



Diagramma percorsi solari e profilo dell'orizzonte

Gli **ombreggiamenti locali** sono causati da alberi, comignoli, pali, strutture adiacenti e da tutto quanto può proiettare ombre su una parte dell'impianto. Anche se limitati nel tempo, provocano cadute di prestazioni dell'inverter e di conseguenza dell'impianto, che si adatta trovando con difficoltà il reale punto di lavoro.

Gli **auto-ombreggiamenti** si dividono in due categorie: quelli prodotti da inclinazione e azimut del modulo fotovoltaico e quelli prodotti da altri pannelli dello stesso campo. I primi sono inevitabili e vengono conteggiati come gli ombreggiamenti clinometrici. I secondi invece devono essere evitati attraverso un'accurata disposizione dei moduli fotovoltaici.

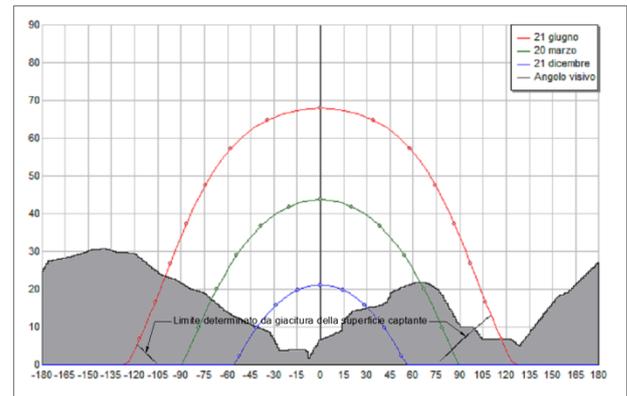



Diagramma con auto-ombreggiamento

[5] Applicativo sviluppato dal JRC - Joint Research Centre della Commissione Europea

Inclinazione e interdistanza dei moduli

L'angolo di inclinazione (tilt) dei moduli è uno dei dati essenziali per la buona progettazione di un impianto fotovoltaico.

Da esso dipende la produzione dell'impianto e il grado di integrazione architettonica nell'edificio di installazione.

Gli applicativi di calcolo delle produzioni annue forniscono il valore dell'angolo ottimo per le coordinate del sito di installazione.

Tuttavia nei casi reali l'angolo di tilt è completamente libero solo nel caso dei tetti piani o delle pensiline, mentre in caso di installazione su tetti a falda esso è sostanzialmente comandato dall'inclinazione della falda.

In un contesto reale non è quindi sempre possibile adottare l'angolo di tilt ottimo, tuttavia è tollerabile uno scarto fino al 10° rispetto ad esso in quanto determina cali di prestazione contenuti entro il 2%.

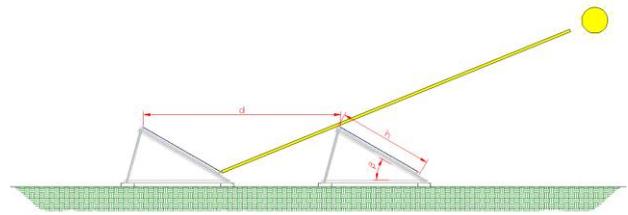
Nel caso di tetti piani, la definizione del tilt va effettuata contestualmente a quella dell'interdistanza tra le file di moduli, al fine di evitare il fenomeno dell'auto ombreggiamento.

Il calcolo viene effettuato utilizzando la seguente formula (4.1 della CEI 82-25):

$$d/h = \sin(\beta) \cdot \tan(23{,}5° + \text{latitudine}) + \cos(\beta)$$

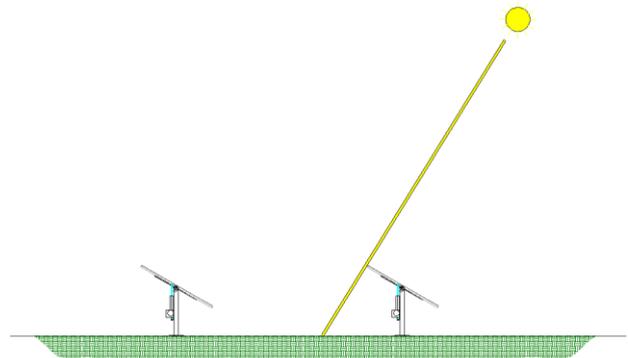
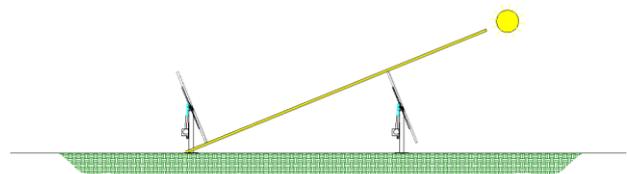
dove:

d interasse tra file di pannelli successive;

h sviluppo inclinato dei pannelli;

β angolo di tilt.

Ombre portate con sistema fisso

Nel caso di sistemi a inseguimento l'angolo di tilt non è fisso, ma varia. L'interdistanza da considerare è quindi quella che deriva dalla condizione peggiore di ombreggiamento, che si verifica al solstizio d'inverno.

Per inseguitori biassiali è necessario prevedere interdistanze laterali al fine di evitare ombreggiamento locale nelle prime ore dopo l'alba e quelle prima del tramonto.

Ombre con inseguitore stagionale (situazione estate)

Ombre con inseguitore stagionale (situazione inverno)

Angolo di azimut

Anche la scelta dell'angolo di orientamento, o azimut, è libera solo nel caso di moduli installati su tetti piani o su pensiline.

Nel caso di installazione su tetti a falda, esso coincide con l'orientamento della falda.

L'azimut ottimale è pari a zero, che corrisponde all'esposizione a Sud. Variazioni fino a 13° producono perdite di pochi punti percentuali e quindi trascurabili. Angoli di azimut maggiori di 30° determinano una maggiore perdita di produzione, specialmente se l'angolo di tilt non è basso.

L'angolo di azimut risulta variabile per inseguitori biassiali e inseguitori ad un asse verticale (giornalieri).

Inserimento preliminare moduli fotovoltaici

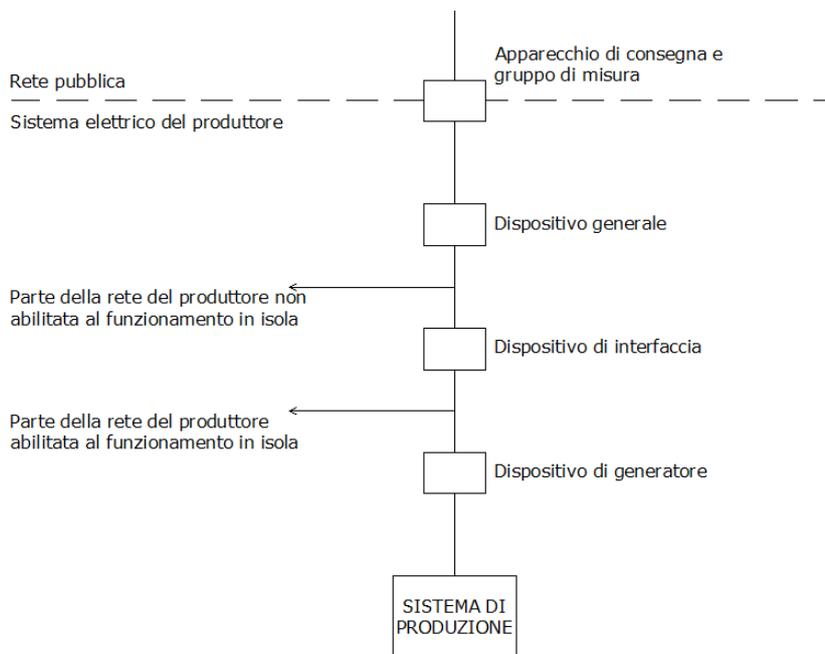
L'analisi di inserimento ha lo scopo di realizzare la capacità attesa dell'impianto utilizzando l'area a disposizione, scegliendo gli orientamenti più favorevoli e riducendo al minimo gli ombreggiamenti locali (evitando moduli in aree ombreggiate) e auto-ombreggiamenti (scelta dell'interdistanza).

Definito il layout dei moduli fotovoltaici, il numero esatto finale sarà definito in modo tale da realizzare la configurazione elettrica corretta (riferimento ai capitoli successivi).

Progettazione elettrica dell'impianto

Gli elementi peculiari degli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- moduli fotovoltaici
- convertitori statici
- sistemi di sicurezza rete/impianto FV.

Ogni componente viene individuato fisicamente ed elettricamente in modo univoco, secondo uno schema convenzionale e concettuale definito dalla norma di riferimento CEI 82-25:

CEI 82-25 - Schema convenzionale di connessione alla rete di un impianto di produzione

Con riferimento allo schema riportato si possono individuare i seguenti elementi impiantistici:

Generatore

insieme dei moduli fotovoltaici costituenti la superficie captante e collegati secondo una configurazione elettrica stabilita.

Sistema di conversione

dispositivo elettrico capace di effettuare la conversione statica da un regime tensionale continuo a un regime tensionale alternato.

Dispositivo di generatore

dispositivo di sicurezza elettrico a protezione del singolo sistema di conversione.

Dispositivo di interfaccia

dispositivo di sicurezza elettrico capace di assicurare la separazione di tutti i generatori dalla rete pubblica.

Dispositivo generale

dispositivo di sicurezza elettrico a protezione di tutto l'impianto elettrico.

Scelta dei materiali

I materiali utilizzati per un impianto fotovoltaico influenzano in modo rilevante la capacità produttiva dell'impianto stesso in funzione delle caratteristiche tecniche del singolo componente utilizzato e della corretta configurazione e associazione dei vari componenti.

Moduli

Il collegamento in serie di un preciso numero di celle fotovoltaiche, opportunamente collocate all'interno di un telaio, compone quello che viene comunemente definito modulo fotovoltaico.

Le principali tecnologie disponibili sul mercato sono:

- silicio mono-cristallino
- silicio poli-cristallino
- film sottile.

Le celle **monocristalline** vengono ottenute a partire da cristalli di silicio di elevata purezza che, una volta fusi, vengono fatti solidificare a contatto con un seme di cristallo.

Vantaggi dei moduli monocristallini sono le prestazioni di conversione, che realizzano i valori più elevati di efficienza (fino a 18-18,5%), cioè di potenza/energia a parità di superficie captante.

Svantaggi sono il costo più elevato e la maggiore sensibilità all'orientamento rispetto al sole.

Le celle **policristalline** sono costituite da aggregati di più cristalli caratterizzati da forme, dimensioni ed orientamenti differenti.

Vantaggi dei moduli policristallini sono: costi più contenuti e minore sensibilità all'orientamento.

Svantaggi sono: prestazioni leggermente inferiori (efficienza fino a 14-15,5%).

Nei moduli **a film sottile** il semiconduttore viene depositato sotto forma di gas in strati di qualche micron (thin film) su substrati rigidi di diversa natura, di metallo, di vetro oppure flessibili.

Vantaggi dei moduli thin film sono il costo e la capacità di captare la radiazione solare, soprattutto diffusa, per un maggior numero di ore all'anno.

Svantaggi dei moduli thin film sono le prestazioni (efficienza massima 8-8,5%) che richiedono una maggiore superficie captante a parità di capacità installata.

Tra le svariate soluzioni di moduli presenti sul mercato (moduli a doppio vetro, vetrocamera, a tegola per esigenze di tipo funzionale, vetri di sicurezza con accoppiamento multiplo per esigenze strutturali, moduli di forme, dimensioni e colorazioni non standard per esigenze

particolari) il progettista ha la possibilità di scegliere quella più idonea a soddisfare i requisiti funzionali, strutturali e architettonici.

La temperatura delle celle incide in misura significativa sul comportamento elettrico del modulo, variandone i valori di tensione e di corrente erogata in funzione di alcuni coefficienti e parametri.

Tali aspetti, ulteriormente approfonditi nella sezione dedicata alle perdite, devono essere debitamente considerati dal progettista durante la fase di configurazione dell'impianto.

Le caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche dei moduli fotovoltaici devono essere verificate e testate in conformità alla norma CEI 82-8 (per moduli al silicio cristallino) e alla norma CEI 82-12 (per moduli a film sottile).

Gli aspetti più rilevanti sono rappresentati dalle protezioni insite nel modulo e dalle garanzie fornite dal costruttore, in termini di prestazioni e di prodotto.

Il modulo deve essere dotato di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica della stringa anche in presenza di danneggiamento o ombreggiamento di una o più celle.

Tali diodi sono generalmente alloggiati in una cassetta di terminazione con livello di protezione IP65, con terminali elettrici contrassegnati, fori equipaggiati con pressacavi per il cablaggio delle stringhe o attacchi rapidi fissi.

Cassetta di terminazione di un impianto fotovoltaico

Le celle fotovoltaiche sono generalmente protette sul lato posteriore da un foglio di polivinile fluorurato (tedlar) rinforzato con fogli metallici o polimerici per migliorare le caratteristiche di impermeabilità nei confronti dell'acqua e dell'ossigeno.

Il modulo può essere delimitato da una cornice in alluminio anodizzato incollata al sandwich con gomma siliconica. La presenza della cornice non è indispensabile, ma migliora le protezione per le fasi più delicate della posa.

Le garanzie fornite dai costruttori di moduli fotovoltaici sono tipicamente di due tipi: garanzie sul prodotto e garanzie di prestazioni.

La garanzia sul prodotto riguarda difetti di fabbricazione e/o di materiale tali da inficiare il regolare funzionamento in condizioni corrette di uso, installazione e manutenzione. Secondo le disposizioni di legge tale garanzia deve coprire almeno 2 anni dalla data di fornitura dei moduli.

La garanzia sulle prestazioni si riferisce invece al decadimento dell'efficienza del modulo, intesa come riduzione della potenza minima erogata in condizioni standard dopo un periodo di funzionamento prestabilito.

Le disposizioni di legge indicano i seguenti valori di riferimento: potenza non inferiore al 90% della potenza minima per 10 anni e non inferiore all'80% per 20 anni.

Al fine di documentare la conformità dei moduli alle norme CEI, la casa costruttrice è tenuta a rilasciare il Certificato di approvazione tipo e/o il Certificato di Conformità. Il primo viene rilasciato da un laboratorio di prova accreditato a seguito di prove eseguite secondo le relative norme CEI, il secondo viene rilasciato da un organismo di certificazione, in base a prove eseguite da un laboratorio secondo le relative norme CEI.

Un altro documento relativo alla qualità costruttiva dei moduli è il Certificato di controllo del processo produttivo in fabbrica, che attesta il rispetto costante dei livelli qualitativi dichiarati.

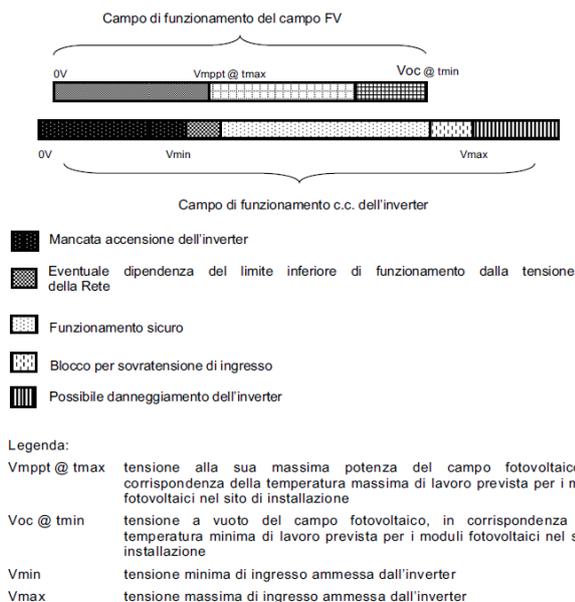
Gruppi di conversione

I convertitori statici sono dispositivi in grado di convertire grandezze elettriche in ingresso (tensione, corrente) in altre disponibili in uscita.

I convertitori statici cc/ac utilizzati per i sistemi fotovoltaici sono differenti da quelli utilizzati in ambito industriale (azionamento motori elettrici, alimentazione di continuità). Devono essere conformi alle Norme secondo le Direttive EMC (2004/108/CE) e Bassa Tensione (2006/95/CE).

I valori di tensione e corrente di ingresso devono essere compatibili con quelli del campo FV; tensione e frequenza in uscita devono essere compatibili con quelli della rete di distribuzione.

Gli inverter devono essere dotati di marchiatura CE, che attesta il rispetto dei limiti relativi alle interferenze elettromagnetiche determinate dal funzionamento. Le interferenze sono originate da commutazioni ad alta frequenza (20 kHz) prodotte da dispositivi elettrici interni all'inverter e possono propagarsi ai circuiti elettrici contigui, causando malfunzionamenti.

Il campo di funzionamento di un inverter deve tenere in considerazione i valori nominali di tensione e frequenza in ingresso e in uscita:

CEI 82-25 - Accoppiamento campo FV - inverter

La tensione in ingresso deve tener conto della tensione sviluppata ai capi delle stringhe in condizioni estreme di funzionamento, ovvero alla massima e minima temperatura prevista.

Per ogni modello di inverter è definita la massima tensione continua applicabile in ingresso: tale valore non dovrà essere superato dal valore massimo in ingresso, determinato come tensione a vuoto del campo fotovoltaico, stimata alla minima tensione di funzionamento prevista.

Al contrario, all'aumentare della temperatura della cella, la tensione di massima potenza del campo diminuisce e, nella condizione più sfavorevole, si dovrà verificare che essa sia maggiore della tensione minima di funzionamento dell'inverter.

Il rendimento di un inverter varia in funzione delle condizioni di carico, cioè della potenza in ingresso.

L'efficienza massima si ottiene a un livello di carico compreso tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente al range di potenza al quale esso lavora per la gran parte del funzionamento.

Il parametro che tiene in considerazione i livelli d'efficienza nelle diverse condizioni di carico viene definito rendimento europeo:

$$\eta_{EURO} = 0{,}03 * \eta_{5\%} + 0{,}06 * \eta_{10\%} + 0{,}13 * \eta_{20\%} + 0{,}10 * \eta_{30\%} + 0{,}48 * \eta_{50\%} + 0{,}20 * \eta_{100\%}$$

In termini di configurazione, è possibile suddividere gli inverter in due macro-famiglie:

- inverter a conversione centralizzata
- inverter a conversione parziale.

La **conversione centralizzata** si attua quando si utilizza un solo inverter per l'intero campo

fotovoltaico, il quale risulta suddiviso in un numero *m* di stringhe[6] nominalmente uguali, ciascuna dotata del proprio diodo di blocco.

La configurazione centralizzata offre maggiore efficienza di trasformazione, ma presenta alcuni inconvenienti, di seguito analizzati.

Nel caso in cui alcune stringhe del campo risultino ombreggiate, queste indurranno l'intero sistema di m-stringhe a lavorare sulla curva caratteristica V-I in modo non ottimale, determinando una riduzione del rendimento energetico.

Un'altra criticità è legata al cosiddetto mismatching: nonostante l'equivalenza nominale delle stringhe, a causa di disuniformità fisiologiche dei moduli il punto di massima potenza è diverso da una stringa all'altra. Il sistema di conversione centralizzato invece impone un punto di lavoro unico, tale da non consentire uno sfruttamento ottimale delle singole stringhe.

Un altro aspetto critico è rappresentato dal fatto che, in caso di guasto o eventuale sezionamento per interventi di manutenzione, si blocca l'intero impianto. Gli inverter centrali vengono prevalentemente utilizzati per impianti di taglia medio-grande (da 10 kW a 1 MW) in virtù dei minori costi unitari.

Nel caso di **conversione parzializzata**, l'intero campo fotovoltaico è suddiviso in diversi sottocampi, in cui è possibile individuare:

Inverter di sottocampo

ricevono in ingresso *n* sottocampi omogenei costituiti da *m* stringhe nominalmente equivalenti. Eventuali ombreggiamenti e disaccoppiamenti tra le m stringhe inducono anche in questo caso un allineamento elettrico imperfetto tra le stringhe di sottocampo, ma l'impatto sul rendimento globale dell'impianto risulta inferiore a quello che si verifica nella conversione centralizzata.

[6] Stringa è un insieme di moduli collegati in serie tra loro.

Inverter di stringa

riceve in ingresso un unico sottocampo costituito da una singola stringa. L'inverter dedicato riduce al minimo le perdite di disaccoppiamento elettrico e di ombreggiamento. In questo caso può essere prevista l'assenza dei diodi di blocco per la protezione delle stringhe.

Inverter multistringa

ricevono in ingresso *n* sottocampi costituiti da *m* stringhe nominalmente non equivalenti in quanto sono in grado di inseguire due o più punti di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico.

Tale soluzione viene adottata nei casi in cui i vincoli di layout impongono l'installazione di un impianto intrinsecamente disallineato dal punto di vista del funzionamento, per esempio sulle due falde di un tetto orientate in direzioni differenti.

La scelta del gruppo di conversione deve tenere inoltre in considerazione il tipo di connessione alla rete che dipende dalla potenza dell'impianto, così come indicato dalla norma CEI 11-20.

Nel caso vengano utilizzati più inverter monofase in connessione trifase, è opportuno che gli stessi siano adeguatamente distribuiti equamente sulle tre fasi al fine di minimizzare lo squilibrio nelle potenze erogate che deve essere contenuto entro i 6 kW in qualsiasi condizione di esercizio (CEI 11-20).

In tale caso deve essere previsto un dispositivo d'interfaccia unico per l'intero impianto, comandato da un'unica protezione di interfaccia o dalle protezioni d'interfaccia eventualmente presenti all'interno degli inverter. Per potenze fino a 20 kW la norma CEI 11-20 prevede l'utilizzo di dispositivi d'interfaccia integrati all'interno degli inverter fino a un massimo di tre.

Scelti tipologia e numero di inverter in funzione dei requisiti elettrici, occorre definire con cura la loro installazione. A seconda delle caratteristiche e dei gradi di protezione dell'inverter il sito d'installazione può essere interno o esterno.

È bene comunque salvaguardare adeguate condizioni di temperatura e di ventilazione, al fine di garantire un corretto e sicuro funzionamento. In particolare inverter a raffreddamento naturale (senza ventilatori) richiedono adeguate distanze di rispetto per consentire la circolazione dell'aria.

Cablaggi

I cablaggi di un impianto FV comprendono l'interconnessione tra i moduli e le varie connessioni per la trasmissione dell'energia in regime continuo o alternato.

L'interconnessione tra moduli può avvenire tramite cavi direttamente collegati alle cassette di terminazione dei moduli oppure mediante connettori rapidi stagni.

La scelta dei cavi deve essere effettuata in modo tale che la tensione nominale sia compatibile con quella massima del sistema elettrico.

Nella linea in corrente continua la tensione massima dipende dal valore della tensione a vuoto del generatore alla minima temperatura di lavoro dei moduli prevista nel sito di installazione.

Configurazione impianto fotovoltaico

Affinché il sistema di produzione sia interfacciato correttamente con il sistema di conversione è necessario rispettare alcune condizioni.

Uno dei vincoli è costituito dall'adattamento sulla tensione in uscita campo / ingresso inverter.

Esistono altri livelli di vincolo imposti dai limiti di funzionamento che non possono, e non devono, essere raggiunti dai due componenti (campo FV e convertitore) considerati separatamente.

Tali scelte progettuali hanno anche un impatto economico: al crescere della tensione di campo diminuisce il numero di stringhe necessario per realizzare una determinata capacità di generatore.

Questo significa che, nel caso di conversione centralizzata o distribuita su più sottocampi, diminuiscono anche i dispositivi di protezione circuitale di stringa (meno diodi di blocco, lunghezze di cablaggio più contenute, riduzione dei costi di installazione).

Dal punto di vista progettuale l'interfacciamento va costruito mettendo a confronto la terna-inverter V_{max}, $V_{MPPT\ min}$, $V_{MPPT\ max}$ con una terna di parametri caratteristici di funzionamento del generatore fotovoltaico, partendo dalla base V_{MPP}, V_{oc}.

Il dimensionamento della sezione dei cavi deve essere condotto limitando le cadute di tensione entro il 2%. Le norme di riferimento per il calcolo e il dimensionamento delle linee sono le seguenti:

- CEI 64-8 e CEI 20-65 per la verifica delle sezioni da punto di vista della caduta di tensione alla massima corrente di utilizzo
- tabelle CEI-UNEL 35024/1 per portate dei cavi in regime permanente con posa in aria
- tabelle CEI-UNEL 35026 per portate dei cavi in regime permanente con posa interrata.

Al variare della temperatura la tensione a vuoto della cella fotovoltaica varia in funzione del coefficiente β, (vedi datasheet dei moduli) così come varia il livello di tensione del punto di massima potenza in ragione del coefficiente β'.

Se quest'ultimo coefficiente non è fornito dai datasheet dei moduli può essere assunto pari a β.

La costruzione della terna fotovoltaica si effettua facendo assumere a V_{MPP} e V_{oc} valori di temperatura di esercizio limite.

Secondo una progettazione ragionevolmente conservativa, è buona norma assumere i seguenti valori di temperatura limite che rappresentano un'estremizzazione delle condizioni d'esercizio:

$T_{min} = -10\,°C$

$T_{max} = +70\,°C$

Al variare della temperatura di esercizio della cella, la tensione a vuoto varia rispetto al valore in condizioni standard STC[7] secondo la relazione:

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - \beta(25 - T_{cella})$$

Analogamente per la tensione nel punto di massima potenza:

$$V_{MPP}(T) = V_{MPP,STC} - \beta'(25 - T_{cella})$$

In tal modo si perviene alla terna fotovoltaica $V_{MPP}(T_{min})$, $V_{MPP}(T_{max})$, $V_{oc}(T_{min})$.

Le condizioni d'interfaccia da rispettare sono:

$V_{oc}(T_{min}) < V_{max}$

$V_{MPP}(T_{max}) > V_{MPPT,min}$

$V_{MPP}(T_{min}) < V_{MPPT,max}$

dove:

$V_{oc}(T_{min})$	tensione massima della stringa a circuito aperto alla temperatura esterna minima
$V_{MPP}(T_{max})$	tensione d'uscita del campo FV alla temperatura esterna massima
$V_{MPP}(T_{min})$	tensione d'uscita del campo FV alla temperatura esterna minima
V_{max}	massimo valore di tensione in CC ammissibile a morsetti dell'inverter
$V_{MPPT,min}$	valore minimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$V_{MPPT,max}$	valore massimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter.

[7] Standard Testing Conditions: Irraggiamento 1000 W/m2, Temperatura 25°C, Indice di massa d'aria = 1,5 AM

Per i sistemi fissi è consigliato inoltre garantire un rapporto tra il livello di potenza attiva erogata nella rete del distributore e il livello di potenza di picco del generatore fotovoltaico compresa tra 0,78 e 0,9.

Sistemi di sicurezza elettrica

È possibile suddividere tali sistemi di sicurezza in relazione alle funzioni che devono svolgere e alla capacità di ridurre particolari rischi.

I rischi di maggior interesse, comuni a qualsiasi impianto elettrico, sono rappresentati dai contatti diretti e indiretti con la componentistica del sistema di produzione a cui può essere interessato l'uomo, oltre agli interventi che devono essere previsti per la protezione circuitale dell'impianto solare fotovoltaico.

Protezione dai contatti diretti

Questo tipo di protezione svolge la funzione fondamentale di proteggere l'uomo dagli effetti determinati dal contatto diretto con parti elettricamente attive dell'impianto nel normale regime di esercizio (esempio nel caso di un morsetto collegato o un cavo scoperto).

La base normativa di riferimento, per gli impianti utilizzatori di categoria zero e prima, è costituita dalla norma CEI 64-8, nella quale viene prescritto l'obbligo di proteggere le persone contro i pericoli che possono derivare dal contatto diretto con parti attive dell'impianto impedendo il passaggio di corrente attraverso il corpo oppure limitandola a un valore non pericoloso.

Protezione totale

Sono le misure da adottare nel caso di impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficienti (persone non addestrate) e consistono nell'isolamento delle parti attive e nell'uso di involucri o barriere.

Il termine totale sta ad indicare che queste misure impediscono sia il contatto accidentale che volontario, a patto di non usare attrezzi e di non danneggiare il sistema di protezione.

Isolamento delle parti attive

Le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione dello stesso.

Protezione con involucri e barriere

Alcune parti attive devono essere accessibili e non possono essere completamente isolate (es. i morsetti) e pertanto la protezione deve essere effettuata tramite involucri e barriere.

Gli involucri assicurano un determinato grado di protezione contro la penetrazione di corpi solidi o liquidi mentre le barriere assicurano un determinato grado di protezione contro i contatti diretti solo lungo le normali direzioni di accesso.

Protezione parziale

Le misure di protezione parziale svolgono il compito di proteggere solo in caso di contatto accidentale e non hanno alcuna efficacia nei confronti dei contatti intenzionali.

Vengono usate in luoghi accessibili solo a personale addestrato e possono essere realizzate mediante ostacoli o distanziamento.

Gli ostacoli hanno il compito di impedire l'avvicinamento accidentale del corpo a parti attive e il contatto accidentale durante lavori sotto tensione. Non devono poter essere rimossi accidentalmente; la rimozione intenzionale deve poter avvenire senza chiave o attrezzo.

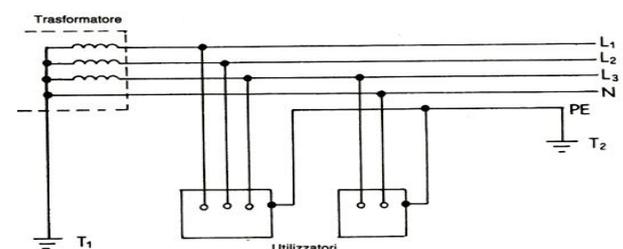
La protezione mediante distanziamento impedisce che parti a diversa tensione possano essere accessibili simultaneamente.

Protezione dai contatti indiretti

Rappresenta una protezione il cui scopo è di proteggere l'uomo nel caso di contatti con parti conduttrici di componenti elettrici che nel normale regime di funzionamento non sono in tensione, ma che, a seguito di un guasto d'isolamento elettrico, possono assumere un potenziale non nullo.

I sistemi utilizzatori vengono classificati in TN, TT e IT in relazione al collegamento di terra. Le stesse classificazioni si applicano agli impianti fotovoltaici, i quali vengono in genere realizzati come sistemi IT o TT.

Sistema TT

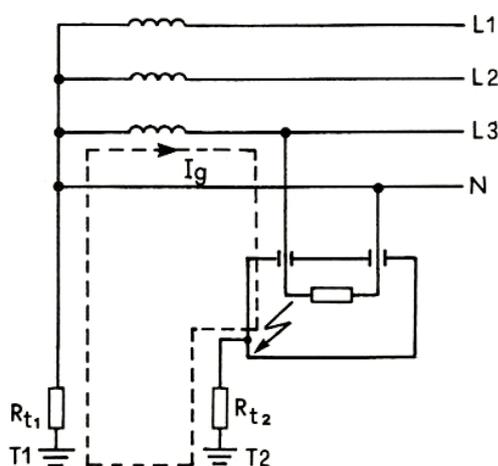
Neutro e masse sono direttamente collegati a terra, mediante due impianti indipendenti:

Sistema TT

È il sistema più comune per l'alimentazione degli utilizzatori in bassa tensione in Italia.

Il neutro è messo a terra in cabina (T_1) mentre le masse sono collegate all'impianto di terra utente (T_2) mediante il conduttore di protezione, convenzionalmente indicato con *PE*.

È importante sottolineare che in questo caso il conduttore neutro è da ritenere conduttore attivo e come tale deve essere sezionabile, per evitare l'insorgenza di situazioni di pericolo in caso di circuito aperto con neutro non interrotto.

Al contrario il conduttore *PE*, avendo il compito di collegare le masse ai dispersori dell'impianto di terra, non deve mai essere sezionabile.

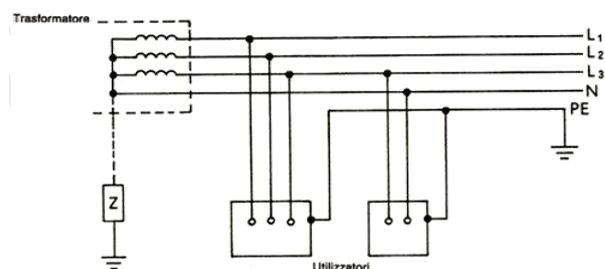
Facendo riferimento alla figura seguente è possibile analizzare la situazione che si verifica in caso di guasto d'isolamento a terra.

Guasto d'isolamento a terra per sistema TT

La corrente di guasto I_g che si sviluppa è limitata dalla resistenza offerta dai due impianti di terra, essendo in genere trascurabili le impedenze delle linee di collegamento e supponendo nulla quella del guasto interno.

Nel caso di impianto fotovoltaico realizzato come sistema TT, l'inverter è di tipo *transformerless* e di conseguenza non è in grado di realizzare la separazione galvanica tra il lato CC e il lato AC.

Il collegamento a terra delle masse con il conduttore di protezione deve quindi essere opportunamente coordinato con un dispositivo di protezione dai contatti indiretti, in grado di "sentire" anche la componente continua della corrente potenzialmente indotta da guasti su componenti circuitali del convertitore, oltre che la corrente alternata di dispersione verso terra in caso di guasto (differenziali di tipo B).

Sistema IT

Nel sistema tipo IT le parti attive sono isolate da terra (o collegate tramite impedenza) e le masse collegate a terra tramite il conduttore PE. In questo caso il neutro, essendo conduttore attivo senza compiti di protezione, deve essere sempre sezionabile.

Sistema IT

Il vantaggio principale del sistema IT è la maggiore continuità di servizio, dovuta al fatto che un primo guasto a terra per difetto di isolamento fa circolare una corrente molto piccola, che si racchiude attraverso le capacità parassite verso terra dei conduttori e quindi non richiede l'interruzione del circuito.

In questo caso l'inverter è dotato di trasformatore d'isolamento che realizza la separazione galvanica tra lato CC e lato AC. Il generatore fotovoltaico non prevede quindi il collegamento a terra e sarà quindi di tipo flottante.

L'involucro dei moduli presenta continuità elettrica con le strutture di ancoraggio e pertanto l'insieme può essere considerato una massa estranea; di conseguenza deve essere collegato al nodo di terra con il conduttore di protezione giallo-verde (PE) Cu in PVC di sezione idonea.

Anche l'involucro dell'inverter ed eventuali quadri metallici sono portati a terra con il PE.

Manovra

Gli organi di manovra a servizio di un impianto fotovoltaico devono svolgere le seguenti funzioni:

- sezionamento per eseguire interventi di tipo elettrico sulle linee
- interruzione per eseguire lavori di tipo non elettrico sulle apparecchiature
- interruzione di emergenza in caso di pericolo imminente
- comando funzionale per apertura e chiusura del circuito per motivi funzionali.

Gli impianti fotovoltaici contengono generatori capaci sviluppare una differenza di potenziale non appena su di essi incide irraggiamento solare. Questo fatto obbliga in determinate situazioni (es. durante la fase di costruzione) a eseguire lavori elettrici sotto tensione. La norma di riferimento che riporta le prescrizioni per l'operatività in sicurezza dei lavori sotto tensione è la CEI 11-27.

Per impianti alimentati a una tensione massima fino a 1000 V il sezionamento può essere eseguito tramite:

- sezionatori
- prese a spina
- cartucce per fusibili
- barrette
- altri apparecchi di interruzione idonei (riferimento alla norma CEI 64-8/5).

Al fine di evitare rischi derivanti dall'apertura del sezionatore sotto carico è raccomandato l'utilizzo di interruttori di manovra-sezionatori capaci di aprire il circuito in cui sono inseriti alla corrente nominale e alla tensione massima di esercizio.

Nel caso di numero limitato di inverter di piccola taglia (fino a 5 inverter di potenza nominale non superiore a 3 kW), l'interruzione lato corrente continua può essere eseguita da un sezionatore semplice, con apertura vincolata da apertura prioritaria dell'interruttore in corrente alternata.

Il comando di emergenza deve essere in grado di interrompere tutte le polarità della linea e dovrebbe intervenire su entrambi i circuiti a monte e a valle dell'inverter.

Interfaccia rete/impianto fotovoltaico

Il sistema d'interfacciamento tra l'impianto fotovoltaico e la rete del distributore è costituito da un insieme di protezioni poste tra il convertitore CC/CA e la rete e finalizzate a salvaguardare la qualità del servizio elettrico e ad evitare pericoli per le persone e danni alle apparecchiature.

Tale sistema d'interfacciamento viene realizzato rispettando le prescrizioni tecniche della società elettrica di distribuzione con cui viene perfezionato il collegamento di rete.

La norma CEI 11-20 fornisce gli schemi di collegamento dell'impianto di produzione alla rete che, nel caso generale (connessioni sia in BT che MT), devono sempre comprendere i seguenti dispositivi:

Dispositivo generale (DG)

Va installato immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica. Interviene in caso di guasto dell'impianto fotovoltaico o delle linee utenze (se l'impianto lavora in regime di scambio sul posto).

Nel caso di impianto connesso alla rete BT viene realizzato tramite interruttore magnetotermico con caratteristiche di sezionatore in grado di intervenire su tutte le fasi e sul neutro.

Nel caso di impianto connesso alla rete MT viene realizzato tramite interruttore automatico con funzione di sezionamento rispondente alle prescrizioni della società distributrice.

Dispositivo di interfaccia (DDI)

Separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola ovvero dalla rete del distributore e comprende un organo di interruzione azionato da una protezione d'interfaccia.

Nel caso di impianto connesso alla rete BT il dispositivo d'interfaccia è costituito da un contattore o da un interruttore automatico con sganciatore di apertura a mancanza di tensione in grado di intervenire su tutte le fasi interessate e sul neutro.

Nel caso di impianto connesso alla rete MT il dispositivo d'interfaccia deve rispondere a quanto prescritto nella norma CEI 11-20 e nella norma CEI 0-16.

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo di intervento
Massima tensione	Unipolare/tripolare[1]	≤ 1,2 Vn	≤ 0,1 s
Minima tensione	Unipolare/tripolare[1]	≥ 0,8 Vn	≤ 0,2 s
Massima frequenza	Unipolare	50,3 Hz o 51 Hz[2]	Senza ritardo intenz.
Minima frequenza	Unipolare	49 o 49,7 Hz[2]	Senza ritardo intenz.
Derivata di frequenza[3]	Unipolare	0,5 Hz/s	Senza ritardo intenz.

(1) Unipolare per impianti monofasi e tripolari per impianti trifasi
(2) Le tarature di default sono 49,7 Hz e 50,3 Hz. Qualora le variazioni di frequenza della rete del distributore, in normali condizioni di esercizio, siano tali da provocare interventi intempestivi della protezione di massima/minima frequenza, dovranno essere adottate le tarature a 49 Hz e 51 Hz
(3) Solo in casi particolari

Protezioni dispositivo interfaccia

Secondo le norme CEI 11-20 V1 e CEI 0-16 nel caso in cui nell'impianto siano presenti più protezioni di interfaccia associate a diversi apparati, queste dovranno comandare un unico dispositivo di interfaccia esterno, capace di escludere tutti i generatori dalla rete pubblica.

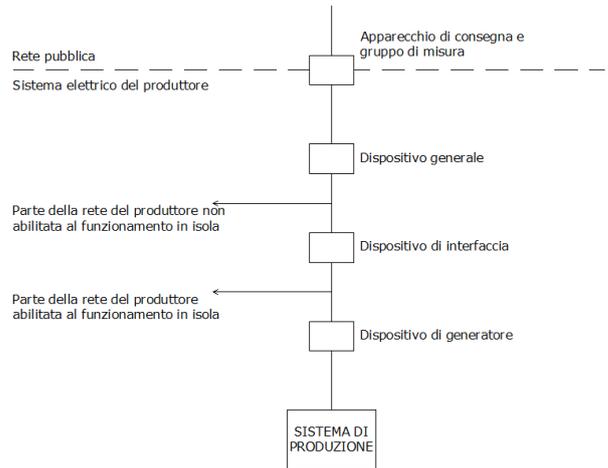
Nel caso di impianti la cui potenza complessiva non supera i 20 kW la funzione del dispositivo d'interfaccia può essere svolta da più dispositivi fino ad un massimo di tre (CEI 11-20 V1).

Nel caso di impianti collegati alla rete MT è ammesso l'utilizzo di più protezioni d'interfaccia con comando di scatto di ciascuna protezione con azionamento su tutti i dispositivi d'interfaccia presenti (CEI 0-16).

Dispositivo di generatore (Dgen)

Dispositivo a protezione di ogni generatore dell'impianto di produzione.

Nel caso di impianto connesso alla rete BT può essere realizzato da un contattore o da un interruttore automatico in grado di intervenire su tutte le fasi interessate e sul neutro.

Nel caso di impianto connesso alla rete MT può essere realizzato da un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatori di apertura oppure da un interruttore tripolare con sganciatore di apertura ed un sezionatore installato sul lato rete dell'interruttore.

CEI 82-25 - Schema di connessione dell'impianto di produzione in parallelo alla rete del Distributore

Protezioni dalle sovratensioni

Sono misure in grado di proteggere le persone da sovratensioni di origine esterna, imputabili a fenomeni elettrici indotti da cause naturali (come le scariche atmosferiche) e sovratensioni di origine interna come guasti o false manovre circuitali.

Le sovratensioni originate da scariche atmosferiche possono essere di tipo diretto o indiretto.

Nel primo caso il fulmine colpisce direttamente l'impianto. Nel secondo caso il punto di scarica si trova nelle vicinanze dell'impianto, ma si generano sovratensioni a causa del campo elettromagnetico variabile originato dalla corrente di fulmine.

In entrambi i casi si sviluppa una corrente di fulmine che interessa il cablaggio dell'impianto fotovoltaico, rappresentando un effettivo rischio per le persone nonché dal punto di vista strettamente tecnico.

La strada da seguire per garantire la protezione nei confronti delle sovratensioni da scariche atmosferiche è definita dalla norma CEI 81-10, la quale introduce il concetto probabilistico nell'analisi di rischio di questi fenomeni.

La metodologia di protezione è concepita sul presupposto che non è possibile assicurare in modo assoluto che l'evento d'interesse (scarica atmosferica dannosa) non si manifesti.

Pertanto vanno adottate misure d'intervento tali da ridurre la probabilità di accadimento al di sotto di una soglia minima prevista.

È necessario valutare a titolo preventivo se la presenza d'installazioni fotovoltaiche alteri la frequenza di accadimento, che dipende delle caratteristiche geometriche dell'edificio.

Impianti fotovoltaici con caratteristiche fisiche e geometriche differenti possono indurre differenti alterazioni della sensibilità dell'edificio di base nei confronti di fenomeni atmosferici elettrici.

Ad esempio un impianto fotovoltaico complanare alla falda di un tetto non genera alcuna variazione alle caratteristiche geometriche di base della struttura stessa.

Lo stesso non si può dire per un impianto a inseguimento solare, equipaggiato con vele di modesta altezza, installato sopra un capannone con copertura piana.

Se l'impianto fotovoltaico modifica in modo significativo le caratteristiche dell'edificio, è bene prevedere un'analisi del rischio sul sistema globale edificio-impianto fotovoltaico.

A seguito di tale analisi, se la frequenza calcolata supera un valore limite (valutato secondo i criteri indicati dalla CEI 81-10), è necessario dotare l'edificio di un sistema integrato di protezione contro i fulmini, qualora non fosse già previsto, denominato "LPS" (*Lightning Protection System*).

Il sistema LPS è costituito dalle seguenti componenti:

- organi captatori, strutturali preesistenti (tubazioni o parti metalliche di coperture dei tetti) oppure appositi (aste)
- calate (strutturali preesistenti o apposite)
- sistema disperdente (strutturale o apposito) con elementi in coda alle n-calate.

Nel caso in cui il sistema di protezione LPS sia già in dotazione all'edificio è necessario verificare che l'impianto fotovoltaico sia contenuto all'interno del volume protetto dai captatori dell'LPS preesistente.

L'impianto fotovoltaico deve essere dotato di sistemi di protezione attiva SPD (*Surge Protection Device*), che provvedono alla protezione da sovratensioni di origine esterna e/o interna. Gli scaricatori di sovratensione sono caratterizzati da diverse grandezze elettriche, tra cui:

- **Tensione nominale:** corrispondente alla tensione di fase d'impiego.
- **Tensione massima di esercizio,** diversa a seconda della forma d'onda continua o alternata, è la massima tensione ammessa nel funzionamento normale.
- **Tensione d'innesco a impulso:** valore di cresta dell'impulso di forma 1,2/50 microsecondi, che sicuramente viene scaricato.
- **Corrente nominale di scarica**: valore di cresta dell'impulso di forma 8/20 microsecondi che lo scaricatore sopporta senza danneggiarsi.
- **Corrente massima di scarica:** valore di cresta massimo dell'impulso di forma 8/20

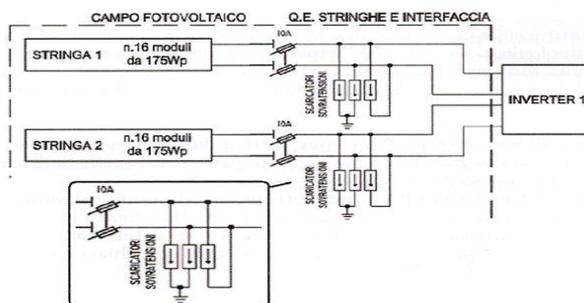
microsecondi che lo scaricatore può sopportare.

- **Corrente di lunga durata:** valore di CC che lo scaricatore riesce a mantenere per 2 ms.
- **Tensione residua:** valore di tensione che rimane nel circuito quando lo scaricatore conduce a terra gli impulsi.

Gli scaricatori vengono distinti in classi in funzione dell'intensità di corrente che sono in grado di scaricare:

- Classe I (Cat. B secondo DIN): spinterometri in aria, in gas e a scarica frazionata
- Classe II (Cat. C secondo DIN): varistori
- Classe III (Cat. D secondo DIN).

Per gli impianti fotovoltaici vengono usati scaricatori di classe II o III, inseriti in prossimità dei componenti più sensibili del sistema come l'inverter.

Per garantire maggiore protezione dell'inverter è possibile prevedere l'inserimento supplementare di un SPD subito prima dell'ingresso ai morsetti dell'inverter:

Schema di collegamento scaricatori di sovratensione

Possono essere installati anche in prossimità degli ingressi ai quadri parallelo stringhe e sono collegati a terra mediante conduttore di protezione PE.

In merito alla quantità di SPD da installare non esistono indicazioni specifiche. Per quanto riguarda il lato CC dell'impianto è consigliabile installare non meno di una coppia di SPD ogni 5/10 stringhe (uno sul polo positivo e uno su quello negativo).

Dal punto di vista del funzionamento lo scaricatore può essere inteso come un dispositivo costituito da due elettrodi, uno collegato a terra e l'altro alla linea.

In condizioni nominali di esercizio la tensione verso terra del punto in cui il SPD è collegato si mantiene entro valori tali da rendere lo scaricatore uguale a un isolatore, in grado di mantenere la linea isolata da terra.

Quando si genera una sovratensione indotta, se la differenza di potenziale tra il punto in cui è inserito lo scaricatore e la terra supera la tensione di innesco del dispositivo stesso, si genera una scarica tra gli elettrodi che trasferisce l'onda di sovratensione a terra, proteggendo i componenti di sistema a valle.

Quando termina lo stato di sovratensione, l'arco elettrico innescato deve esaurirsi nel più breve tempo possibile.

Altre prescrizioni

La norma CEI 11-20 V1 presenta altre prescrizioni/indicazioni peculiari per impianti di produzione di seguito elencate.

La scelta di allacciamento dell'impianto alla rete BT o MT viene subordinata alla compatibilità con l'esercizio di rete del distributore e al massimo carico ammesso dal trasformatore MT/BT nella cabina del distributore.

Il limite massimo di potenza per allacciamenti monofase di impianti di produzione connessi alla rete BT del distributore è pari a 6 kW.

Gli impianti fotovoltaici devono avere la separazione metallica tra l'uscita in CA e la parte in CC, anche se la parte in CC è interna al convertitore. Per potenza complessiva di produzione inferiore a 20 kW tale separazione può essere sostituita con una protezione in grado

di intervenire per valori di componente continua complessiva superiore 0,5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva in uscita dei convertitori.

Nel caso in cui gli inverter non siano dotati di separazione metallica tra la parte in corrente continua e la parte in alternata e la potenza complessiva superi i 20 kW per poter effettuare la connessione alla rete è necessario inserire un trasformatore a bassa frequenza esterno agli inverter.

Il fattore di potenza dei convertitori statici deve rispettare una delle seguenti condizioni:

- essere in ritardo con fattore di potenza non inferiore a 0,8 quando la potenza reattiva erogata è compresa tra il 20% ed il 100% della potenza complessiva installata
- essere in fase
- essere in anticipo quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minore valore tra 1 kVAr e (0,05+P/20) kVAr (con P potenza complessiva installata in kW).

Misura dell'energia elettrica

L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico e scambiata con la rete viene misurata con un insieme di strumenti e dispositivi che costituisce il Sistema di Misura.

La normativa di riferimento è la CEI 13-4, nella quale vengono fornite le indicazioni relative alla scelta, installazione e verifica del gruppo di misura, nonché la definizione degli elementi costituenti:

- contatore di energia
- trasformatori di misura (corrente e tensione, quando previsti)
- dispositivi di collegamento (cavi, morsettiere)
- dispositivi di protezione
- dispositivi ausiliari (quando previsti).

La contabilizzazione dell'energia in un impianto fotovoltaico connesso alla rete pubblica deve realizzare le seguenti misure:

- energia elettrica prelevata dalla rete (E1)
- energia elettrica immessa in rete (E2)
- energia prodotta dall'impianto fotovoltaico (E3).

La modalità di installazione dei sistemi di misura dipende dalla tipologia di impianto fotovoltaico, monofase o trifase, con connessione in BT o MT, in regime di cessione parziale, cessione totale o scambio sul posto.

Modalità, obblighi e responsabilità relative alla misura dell'energia elettrica sono definite dalle delibere AEEG n. 348/07 e 88/07.

In particolare per quanto riguarda la misura dell'energia **scambiata** con la rete:

- nel caso di cessione totale il responsabile per il servizio di rilevazione, registrazione e validazione delle misure è il Gestore di Rete, mentre il responsabile dell'installazione e manutenzione del sistema di misura è il Produttore
- nel caso di cessione parziale dell'energia o di Scambio sul Posto, il responsabile del servizio di misura (installazione, manutenzione del sistema di misura e della rilevazione, registrazione e validazione delle misure) è il Gestore di Rete;

Per quanto riguarda l'energia **prodotta**:

- nel caso di cessione totale (l'energia prodotta coincide con l'energia immessa in rete) il sistema di misura installato è utilizzato anche per misurare l'energia elettrica prodotta. Non è quindi necessario installare ulteriori apparecchiature di misura fatto salva la presenza di impianto fotovoltaico costituito da più sezioni di impianto

- nel caso di cessione parziale dell'energia, o di Scambio sul Posto, o di cessione totale da impianto fotovoltaico costituito da più sezioni (Delibera 90/07 art.5.5 e successive modifiche e integrazioni), vanno installati anche misuratori dell'energia prodotta
- fissate le condizioni di cui sopra, se la potenza dell'impianto di produzione è minore o uguale a 20 kW, il responsabile del servizio di misura dell'energia prodotta è il Gestore di Rete. Se invece la potenza è maggiore di 20 kW, il responsabile del servizio di misura dell'energia prodotta è il Produttore.

La normativa vigente richiede inoltre la conformità ai requisiti fissati nel D.lgs 22/07 attuativo della Direttiva 2004/22/CE (MID-Measuring Instruments Directive), definita da:

- CEI EN 50470-1 (prescrizioni generali, prove e condizioni di prova)
- CEI EN 50470-2 (contatori elettromeccanici)
- CEI EN 50470-3 (contatori statici).

Analisi di producibilità

Le caratteristiche di ubicazione, orientamento e inclinazione determinano l'irraggiamento che incide su una superficie fotovoltaica.

La potenza e l'energia che incidono sulla superficie dei moduli e che possono essere prodotte dall'impianto, dipendono da diversi fattori.

Il calcolo può essere effettuato utilizzando diversi applicativi software largamente diffusi, che si basano su banche di dati storici e sulle coordinate geo-referenziate del sito di installazione.

Uno dei più utilizzati è il PVGIS, sviluppato dal JRC della Commissione Europea, e disponibile on line all'indirizzo:

http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/pvest.php?lang=en&map=europe&app=gridconnected

Calcolo di producibilità annuale

Determinata l'energia media annuale irraggiata sulla superficie captante, in base all'efficienza dei moduli e all'entità delle perdite è possibile calcolare l'effettiva producibilità dell'impianto fotovoltaico.

La producibilità in kWh di una superficie captante *S* espressa in metri quadrati viene calcolata con la seguente relazione:

$$\frac{Producibilit\grave{a}}{S} = E_{irraggiata} \cdot \eta_{pannelli} \cdot \eta_{globale}$$

dove:

$E_{irraggiata}$	quantità di energia irraggiata sul piano dei moduli
$\eta_{pannelli}$	rendimento dei moduli
$\eta_{globale}$	rendimento globale del sistema B.O.S (Balance Of System).

Spesso per il progettista risulta più conveniente esprimere la producibilità in termini di potenza installata invece che in termini di superficie captante, da cui nasce il concetto di **ore equivalenti.**

Considerando che la potenza dei pannelli viene misurata in condizioni standard di irraggiamento pari a 1 kW/m^2, si può ipotizzare che l'energia irraggiata annualmente corrisponda a un numero *n* di ore di funzionamento a pieno carico, ovvero in condizioni standard.

La producibilità annua dell'impianto (relativa a 1 kWp) si calcola quindi come:

$$\frac{Producibilit\grave{a}}{P[kW]} = h_{equivalenti} \cdot \eta_{globale}$$

Il calcolo delle ore equivalenti viene fatto estrapolando i dati di irraggiamento dai database disponibili: noto il valore medio giornaliero mensile delle ore equivalenti è sufficiente moltiplicarlo per il numero dei giorni del mese e successivamente sommare tutti i valori ricavati per ogni mese.

Perdite globali

L'efficienza globale del sistema si ricava analizzando tutte le perdite che caratterizzano il sistema, partendo dall'impianto fotovoltaico fino alle utenze finali.

Le perdite possono essere raggruppate nelle seguenti categorie:

- per temperatura
- per riflessione
- per livello di ombreggiamento
- per sporcamento
- per mismatching
- ohmiche
- interne al sistema di conversione
- per ombreggiamenti locali e/o clinometrici.

Perdite per temperatura

Sono causate dall'aumento di resistività del semiconduttore quando si verifica un aumento di temperatura dello stesso.

L'aumento di temperatura produce un sensibile schiacciamento della curva caratteristica corrente-tensione verso valori di tensione più bassi, con riduzione della potenza erogata.

Alle condizioni standard la perdita di potenza è di circa 0,3÷0,5% / °C, valori solitamente dichiarati dall'azienda produttrice del modulo.

In fase di progetto è opportuno eseguire un'analisi dettagliata delle perdite per temperatura, eseguendo il calcolo ora per ora e ricavando la temperatura di equilibrio del pannello dal bilancio termico fra l'energia irraggiata sul piano dei moduli, non convertita in energia elettrica, e quella persa per conduzione e convezione.

Tale approccio rigoroso non è affatto semplice a causa della variabilità delle condizioni meteorologiche.

Spesso si preferisce dunque seguire un approccio più empirico, basato sulla seguente relazione:

$$Perdite_T = 4\% + \frac{T_{m,a}(°C) - 13}{2}\%$$

dove $T_{m,a}$ è la temperatura media annua del sito.

La formula porta a valori compresi tra il 4% (Nord Italia) ed il 6-7 % (zone ad elevata altitudine del Sud Italia).

Nei sistemi a inseguimento solare la temperatura risulta mediamente più alta a causa della maggiore radiazione diretta. Pertanto è bene incrementare il valore di perdita calcolato di circa 1 %.

Perdite per riflessione

Sono perdite intrinseche dei moduli determinate dalla riflessione dell'involucro vetroso che protegge le celle fotovoltaiche.

Vengono considerate pari al 3 % per sistemi fissi e 1,5 % per sistemi ad inseguimento.

Perdite per livello di irraggiamento

Sono dovute alle ore di inattività dell'inverter a causa dell'irraggiamento troppo basso sul piano dei moduli. Nelle ore iniziali e finali del giorno l'irraggiamento non è sufficiente a generare un livello di tensione minimo tale da attivare il sistema di conversione.

Tali perdite si attestano intorno al 2-3 %, con valori maggiori per il Nord Italia. Per sistemi ad inseguimento è bene ridurre le perdite di circa 1 %, grazie al maggiore irraggiamento che caratterizza i moduli.

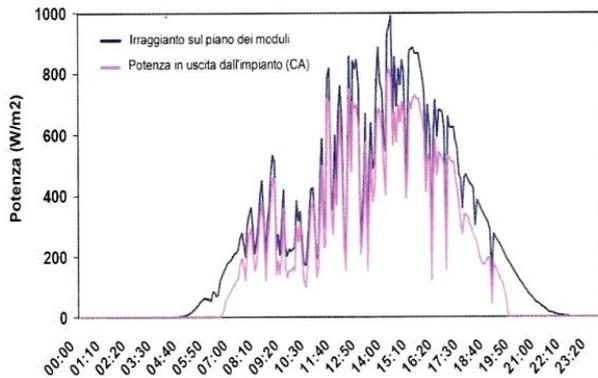
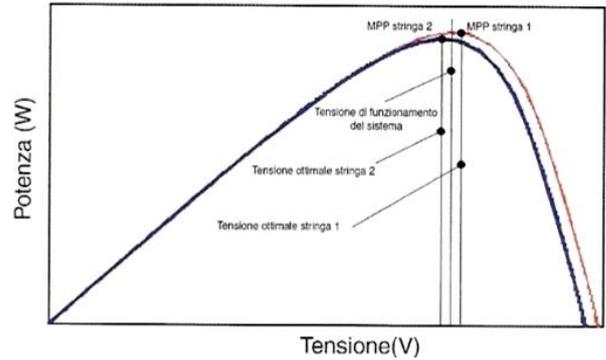



Diagramma di potenza irraggiata/convertita in una giornata estiva

Curva caratteristica I-V di due stringhe con stesso numero di moduli e potenza leggermente diversa

Perdite per sporcamento

Pulviscolo atmosferico e calcare depositati sulla superficie dei moduli determinano perdite di produzione fino all'1 % nel caso di pannelli installati con angolo di tilt maggiore di 20° in condizioni normali o sopra a inseguitori solari.

Nel caso di installazione in zone particolarmente polverose o con bassi angoli di tilt il valore delle perdite dovrebbe essere portato al 6-7%. In questi casi è necessario pianificare una pulizia periodica dei moduli.

Perdite per mismatching

Quando vengono collegate stringhe di moduli allo stesso sistema di conversione con caratteristiche di produzione diverse (diverso numero di moduli, bypass di alcuni moduli, ecc.), il gruppo di conversione impone al sistema un punto di funzionamento in grado di armonizzare lo sbilanciamento delle stringhe, punto che non è in grado di sfruttare pienamente le potenzialità dell'impianto.

Il progettista deve scegliere numero di stringhe e di moduli tali da evitare installazioni dotate di numero di moduli diverso per stringhe convergenti allo stesso inseguitore di massima potenza di un dato inverter.

Uno sbilanciamento "fisiologico" si manifesta comunque, anche in caso di parallelo tra stringhe perfettamente uguali, a causa delle minime variazioni di prestazioni tra moduli (tolleranza certificata e garantita).

È bene dunque considerare la presenza di tali perdite, che vengono quantificate pari al 2% per impianti con meno di 5 stringhe connesse allo stesso inverter e pari al 3% per impianti con un numero di stringhe in parallelo superiore.

Nei casi in cui ogni stringa ha un inverter dedicato o si utilizza un inverter multi-stringa tali perdite possono essere trascurate.

Perdite ohmiche

Sono dovute al passaggio di corrente elettrica attraverso un conduttore, in grado determinare dissipazione di calore per effetto Joule.

In condizioni normali il loro effetto viene stimato dell'ordine del 3÷4%.

In realtà la percentuale indicata si riferisce alle condizioni in cui il sistema lavora a pieno carico alla massima potenza, che si manifestano per un periodo relativamente breve durante il corso dell'anno.

In genere l'impianto lavora a carico parziale e pertanto le perdite vanno stimate intorno al 2%.

Per sistemi ad inseguimento solare le ore di funzionamento a pieno carico sono maggiori e pertanto le perdite vengono stimate pari al 3%.

Perdite nel sistema di conversione

Sono quelle determinate dall'efficienza dell'inverter e del trasformatore. Il calcolo di tali perdite deve fare riferimento al rendimento europeo η ovvero la media pesata del rendimento in diverse condizioni di carico, in base al grado di utilizzazione dell'impianto:

$$\eta = 0{,}03\eta_5 + 0{,}06\eta_{10} + 0{,}13\eta_{20} + 0{,}10\eta_{30} + 0{,}48\eta_{50} + 0{,}2\eta_{100}$$

Il valore del rendimento europeo viene dichiarato dal produttore dell'inverter e di solito assume valori vicini al 95%.

Nel caso di sistemi a inseguimento solare è necessario prendere in considerazione il rendimento dell'inverter che in genere assume valori maggiori del rendimento europeo.

Perdite per ombreggiamento

<u>Ombreggiamenti locali</u>

La presenza di ostacoli posti nelle vicinanze dell'impianto, come alberi, edifici, pali, antenne, può determinare ombreggiamenti localizzati in zone limitate della superficie captante, con conseguenze talvolta peggiori rispetto a quelle causate dagli ombreggiamenti clinometrici.

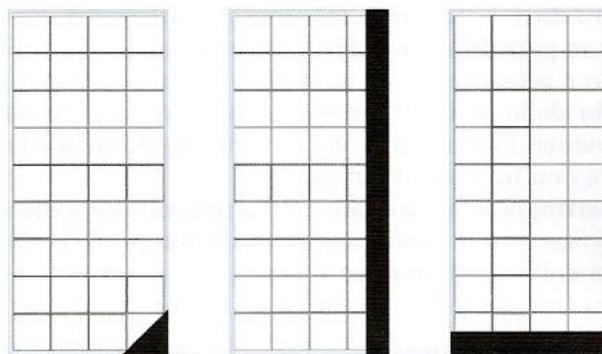
Tali conseguenze possono essere ridotte o addirittura eliminate con una progettazione oculata.

Quando una cella fotovoltaica viene parzialmente oscurata, tutte le altre subiscono lo stesso abbassamento di potenza, anche se risultano pienamente irraggiate.

Le celle che compongono un modulo sono tutte collegate in serie, e i moduli che compongono una stringa sono anch'essi collegati in serie.

Di conseguenza l'intera stringa subisce una perdita di potenza percentuale pari alla percentuale di area oscurata della cella più ombreggiata.

Ad esempio se un elemento estraneo (una foglia) di superficie pari a 10 cm^2 si posa su una cella di 200 cm^2, oscurando il 5% della superficie della cella, l'intera stringa subisce un abbassamento di potenza pari al 5% del totale.

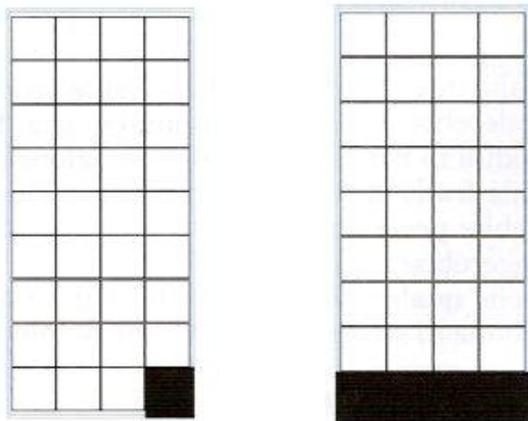
Da questa considerazione è facile comprendere l'accorgimento di evitare angoli di inclinazione troppo piccoli (moduli quasi orizzontali), non solo per ragioni di irraggiamento, ma anche per favorire un'autopulizia degli stessi moduli.

Ombreggiamento parziale di una o più celle

Se una singola cella viene completamente oscurata, essa non si comporta più come generatore ma come una resistenza.

Si verifica quindi un aumento di temperatura delle celle oscurate (effetto Joule), con conseguente dilatazione termica e rottura delle celle stesse (fenomeno dell'*Hot Spot*).

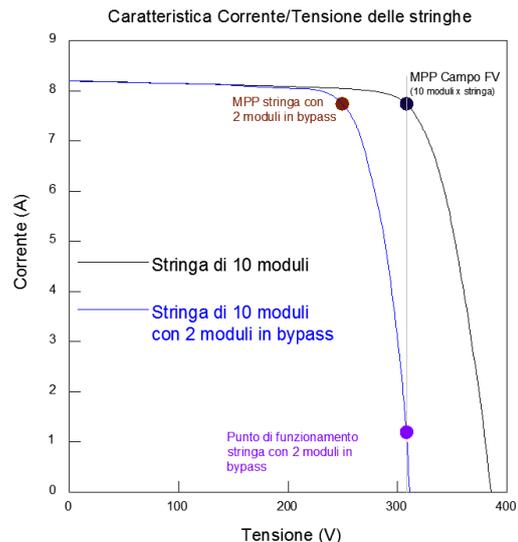
Per questo motivo ogni modulo fotovoltaico è provvisto di almeno un diodo di bypass in grado di circuitare il modulo stesso quando si verifica un'inversione del potenziale ai capi del modulo.

Se il modulo presenta un solo diodo di bypass e viene oscurata una sola cella, tutte le celle del modulo saranno scollegate; se invece i diodi di bypass sono due, viene scollegata solo metà del numero di celle del modulo e così via.

Il numero dei diodi di bypass rappresenta quindi un elemento da tenere in considerazione per valutare la qualità di un determinato modulo.

Modulo provvisto di 2 diodi di bypass: nel caso di ombreggiamento totale di una cella (a sinistra) la potenza si riduce del 50%, nel caso di più celle (a destra) la potenza si riduce a zero

Calcolare la perdita di produzione che si verifica nel caso di circuitazione di scollegamento di un certo numero di celle mediante l'intervento dei diodi di bypass non è affatto semplice.

In presenza di stringhe che lavorano in modo differente, a causa dello sbilanciamento del numero di celle, viene a svilupparsi infatti il fenomeno del *mismatching* tra stringhe, in cui il punto di funzionamento ottimale delle singole stringhe non coincide.

Per capire meglio il fenomeno si faccia riferimento alla figura seguente.

Il grafico rappresenta la curva caratteristica corrente-tensione di due stringhe composte da 10 moduli ciascuna, collegate in parallelo.

La prima curva si riferisce al caso in cui una stringa non presenti alcun modulo in bypass, la seconda al caso in cui la stringa presenti due moduli in bypass.

Essendo entrambe le stringhe alimentate dalla stessa tensione, la corrente erogata dalla stringa con due moduli in bypass è inferiore di circa l'80% rispetto a quella priva di moduli in bypass.

Considerando addirittura tre moduli in bypass, il sistema non riuscirebbe più a trovare una configurazione di funzionamento tra la stringa ombreggiata e quelle non ombreggiate.

In questo caso interviene il diodo di blocco per evitare l'inversione della corrente all'interno della stringa con conseguenze irreparabili per i componenti fotovoltaici.

Gli effetti negativi causati dal fenomeno di mismatching vengono attenuati nel caso in cui ogni stringa possiede un sistema di conversione dedicato. In questa situazione ogni stringa funzionerebbe al proprio punto di massima potenza indipendentemente dalle altre.

Ombreggiamenti clinometrici

Quando le caratteristiche morfologiche del paesaggio che circonda l'impianto fotovoltaico sono tali da causare ombreggiamento uniforme sui moduli, esso viene denominato **clinometrico**.

Gli effetti prodotti possono essere considerati con buona approssimazione uguali per ogni modulo e per ogni stringa che compone il campo.

Date le cause di tali ombreggiamenti (colline, montagne, edifici) gli effetti non possono essere evitati o mitigati dopo che il sito d'installazione è stato scelto.

Pertanto è bene scegliere opportunamente il sito e quantificare preventivamente eventuali perdite di produzione per ombreggiamenti clinometrici.

La stima delle perdite può essere effettuata predisponendo un'opportuna campagna di misurazione in grado di rilevare con sufficiente precisione il profilo dell'orizzonte "visto" dal campo fotovoltaico.

Le misurazioni devono essere condotte con l'utilizzo di strumenti come la bussola e il clinometro, mediante i quali è possibile rilevare l'altezza solare degli ostacoli in funzione dell'angolo di azimut.

Noto il profilo dell'orizzonte si passa al confronto con i diagrammi di altezza solare.

Il calcolo delle perdite può essere eseguito con un metodo approssimato oppure rigoroso.

In prima approssimazione è possibile stimare la perdita di produzione mensile ipotizzando che l'energia irraggiata sul piano dei moduli sia proporzionale a quella sottesa dalle curve di altezza solare.

Mensilmente la perdita di potenza percentuale è uguale al rapporto tra l'area persa e quella disponibile.

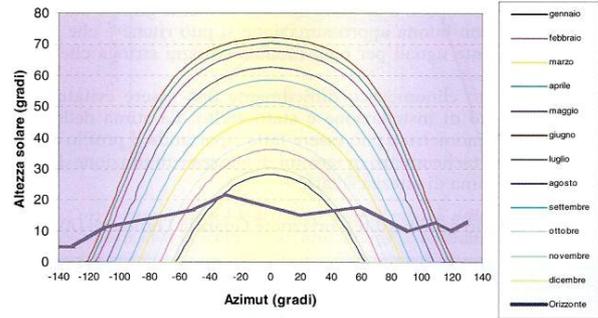



Diagramma altezze solari e profilo dell'orizzonte

La procedura di calcolo più rigorosa prevede la presa in considerazione degli effetti dovuti all'orientamento dei pannelli, facendo riferimento alla seguente relazione:

$$\frac{E_p}{E_d} = 1 - \frac{\int_0^{24} f(t)\overrightarrow{n_p}\cdot\overrightarrow{n_s}\cdot dt}{\int_0^{24} \overrightarrow{n_p}\cdot\overrightarrow{n_s}\cdot dt}$$

dove:

E_p / E_d percentuale energia persa mensilmente

$f(t)$= 1 se $h_{sole}(t) > h_{orizzonte}(t)$

= 0 se $h_{sole}(t) \leq h_{orizzonte}(t)$;

n_p normale al pannello, valutata come:

$$\overrightarrow{n_p} = \{cos(90° - t)cos(A_{pan}); cos(90° -$$

tiltsenApan;sen90°−t

n_s normale ai raggi solari, funzione dell'ora solare del mese in esame, valutata come:

$$\overrightarrow{n_s} =$$

$$\{cos(h(t))cos(A(t)); cos(h(t))sen(A(t))sen(h(t))\}$$

Inoltre il valore ottenuto dall'equazione deve essere moltiplicato per un coefficiente correttivo che tiene conto della quota di radiazione diffusa che raggiunge comunque il piano dei moduli.

Iter autorizzativo

Autorizzazioni

Gli adempimenti per la realizzazione di un impianto fotovoltaico sono di varia natura, dalle richieste per l'edificabilità, alle problematiche relative alla realizzazione delle connessioni, ai problemi derivanti da peculiarità del sito.

Per la realizzazione

Per impianti di potenza inferiore a 20 kWp la disciplina per la realizzazione è quella della Denuncia di Inizio Attività, recentemente sostituita dalla Segnalazione Certificata di Inizio Attività (Legge 122 del 30/07/2010).

Nel caso di impianti con stesso azimut e tilt di tetti esistenti, che non modifichino la sagoma dell'edificio e non eccedano le falde del tetto, è sufficiente presentare comunicazione preventiva al Comune (D.lgs 387 del 29/12/2003), in quanto tali impianti rientrano nelle opere definite come attività libera. Tutto ciò fatti salvi eventuali vincoli insistenti sull'area (paragrafi successivi).

Interferenze

Per gli impianti fotovoltaici di piccola taglia le interferenze rappresentano un evento del tutto eccezionale.

Il gestore di rete può richiedere autorizzazioni in merito al passaggio del cavo (aereo o interrato) per realizzare la nuova connessione in caso di interferenza con:

- linee telecomunicazione (Min-Com)
- strade private, comunali, provinciali
- corsi d'acqua pubblica o privata
- servitù con privati.

Vincolo paesaggistico, storico, archeologico e peculiarità del sito

Anche per impianti di taglia inferiore a 20 kWp vi è la possibilità di ricadere nella casistica di autorizzazioni supplementari.

In particolare ci si può trovare nella necessità di presentare domanda di autorizzazione unica (ad esempio nel caso di immobili ricadenti nell'ambito della disciplina del D.Lgs. n. 42/2004, parte seconda, in merito ai beni culturali, o immobili di cui alle lettere b) e c) dell'art. 136, comma 1, del D.Lgs. n. 42/2004).

Connessione alla rete

I passi fondamentali dell'iter da seguire sono:

- richiesta di connessione da presentare al Gestore di rete
- accettazione preventivo di connessione
- comunicazione inizio lavori, comunicazione avvio procedimento autorizzativo
- realizzazione dell'impianto e opere per la connessione
- comunicazione fine lavori e connessione alla rete.

Tali step sono analizzati nel Testo Integrato delle Connessioni Attive (TICA) e nella delibera 125/10, di cui nel seguito vengono richiamati i passaggi essenziali.

Richiesta di connessione

È la domanda tramite la quale il committente presenta al Gestore di rete la propria volontà di connettere un impianto di produzione.

La domanda, firmata dalla committenza (titolare dell'eventuale fornitura esistente) e corredata dal corrispettivo per l'ottenimento del preventivo (nella misura di 100€ più IVA 20% per impianti di potenza inferiore a 50 kW), deve contenere oltre ai dati della connessione, eventuali esigenze tecniche e il progetto definitivo secondo quanto indicato nella norma CEI 0-2.

Il Gestore di rete ha tempo 20 giorni lavorativi per restituire il preventivo per la connessione per richieste relative a potenze in immissione fino a 100 kW.

Le condizioni economiche del preventivo sono determinate come il valore minimo tra:

$$A = CP_A \cdot P + CM_A \cdot P \cdot D_A + 100$$

$$B = CP_B \cdot P + CM_B \cdot P \cdot D_B + 6000$$

dove:

$CP_A = 35$ €/km $\quad CM_A = 900$ €/(kW * km)

$CP_B = 4$ €/km $\quad CM_B = 7{,}5$ €/(kW * km)

$P =$ potenza [kW] ai fini della connessione (rif. Comma 1.1 , lettera z del TICA)

$D_A =$ distanza in linea d'aria [km] tra il punto di connessione e la cabina di trasformazione più vicina MT/BT dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni

$D_B =$ distanza in linea d'aria [km] tra il punto di connessione e la cabina di trasformazione più vicina AT/MT dell'impresa distributrice in servizio da almeno 5 anni.

Non è pertanto possibile determinare a priori l'ammontare del costo di connessione.

Accettazione preventivo di connessione

Il preventivo di connessione ha validità 45 giorni lavorativi e nessun corrispettivo potrà essere preteso dall'impresa distributrice nei confronti del richiedente.

Oltre a recare indicazioni in merito ai calcoli effettuati, il preventivo individua la tipologia dei lavori per la realizzazione della connessione, la soluzione tecnica prospettata (eventualmente richiamando la specifica tecnica fornita durante il sopralluogo) e il relativo iter autorizzativo.

In aggiunta vi sono indicazioni in merito al metodo di accettazione, condizioni per la realizzazione della connessione e condizioni per l'attivazione dell'impianto.

Tramite l'accettazione del preventivo (va compilato apposito modulo e versato il 30% dell'importo totale richiesto), il committente si impegna a versare il saldo (il rimanente 70% dell'importo) e a comunicare la fine delle opere per la connessione previste nella specifica tecnica.

Inoltre si impegna ad inviare al distributore la comunicazione di inizio lavori dell'impianto di produzione entro 6 mesi per impianti in bassa tensione, ovvero entro 12 mesi per impianti in media tensione, a decorrere dalla data di accettazione del preventivo e ad inviare comunicazione di fine lavori dell'impianto di produzione, relativi documenti di progetto esecutivo e allegati richiesti.

Comunicazione inizio lavori, comunicazione avvio procedimento autorizzativo

All'atto dell'accettazione del preventivo il produttore si impegna a comunicare l'inizio dei lavori entro 6 o 12 mesi (a seconda dei casi).

Tali termini possono essere prorogati a patto che il produttore trasmetta al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva che informa del mancato avvio dei lavori e ne giustifica il ritardo.

Il produttore è anche tenuto a fornire al gestore la richiesta di avvio del procedimento autorizzativo unico o del procedimento autorizzativo per la costruzione ed esercizio dell'impianto entro 60 giorni lavorativi nel caso di connessione in bassa tensione o entro 90 giorni lavorativi nel caso di connessione prevista in media tensione.

Realizzazione impianto e opere di connessione

La realizzazione dell'impianto è slegata dalle opere per la connessione.

Tali esecuzioni sono indispensabili per l'allaccio alla rete del distributore.

In particolare, dalla comunicazione di fine opere per la connessione e relativo versamento del saldo, il distributore ha 30 giorni lavorativi (nel caso di lavori semplici) oppure 90 giorni lavorativi (nel caso di lavori complessi) a cui si sommano 15 giorni lavorativi per ogni km di linea da realizzare in media tensione eccedente il primo chilometro.

Ultimati i lavori per l'impianto della connessione il distributore invia al produttore comunicazione di completamento delle opere.

Comunicazione fine lavori e connessione

Ultimati i lavori per l'impianto, il produttore invia comunicazione di fine lavori e relativi allegati.

Nel caso in cui tale comunicazione sia consegnata prima di quanto indicato al punto precedente il distributore ha 10 giorni lavorativi di tempo per attivare la connessione.

All'atto dell'attivazione della connessione per impianti di potenza inferiore a 20 kWp si verifica l'entrata in esercizio dello stesso.

Al termine dei lavori di costruzione dell'impianto di produzione, il produttore deve inviare al gestore di rete una dichiarazione sostitutiva attestante il rispetto delle tempistiche previste dall'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio, ivi incluse eventuali proroghe concesse dall'ente autorizzante.

Nel caso in cui la realizzazione dell'impianto non rispetti tale termine il preventivo decade.

Casi particolari

Per impianti di produzione di energia elettrica di potenza inferiore a 20 kWp non vi è obbligo di denuncia di officina elettrica.

Tuttavia nel caso l'opera venga realizzata in un sito in cui sono già presenti, e intestati allo stesso soggetto responsabile, impianti di produzione di energia elettrica la cui potenza complessiva superi la soglia dei 20 kWp, il sito in oggetto diventa officina elettrica e si è tenuti a presentare denuncia di officina elettrica e a ottemperare a tutti gli adempimenti che ne derivano.

Realizzazione

Sistemi di fissaggio dei moduli

Le strutture sulle quali viene fissato il generatore fotovoltaico variano di geometria e tipologia a seconda che l'impianto sia fisso o ad inseguimento.

Nel caso di sistemi fissi le strutture di supporto possono essere classificate in due categorie in base all'integrazione architettonica: moduli installati sopra coperture a falde e moduli installati su coperture piane o sul suolo.

Installazione con staffe e profilati ante posa dei moduli

Coperture a falde senza rimozione copertura

L'ancoraggio viene realizzato utilizzando staffe e profilati estrusi fissati alla sottocopertura dell'edificio mediante opportune viti auto-perforanti.

Il mercato propone diverse tipologie di fissaggio in grado di ottimizzare e velocizzare al massimo la fase d'installazione, ognuna con le proprie peculiarità ma tutte accumunate da caratteristiche simili, quali:

- barre telescopiche in alluminio per garantire una lunga durata di utilizzo
- ganci in acciaio inox passanti coppo-sottocoppo
- supporti intermedi e finali dei moduli in acciaio inox per affiancare e assemblare i singoli moduli
- compatibilità con la gran parte dei moduli presenti sul mercato
- garanzie e certificazioni di portata del sistema.

Installazione con staffe e profilati dopo posa dei moduli

Coperture a falde con rimozione copertura

Le soluzioni per installare impianti integrati architettonicamente sono molteplici.

Una soluzione prevede una lamiera ondulata in alluminio fissata alla sottocopertura, una guarnizione impermeabile nella parte inferiore e superiore per creare la necessaria uniformità e profili in alluminio fissati alla lamiera sui quali vengono fissati i moduli.

Vasche metalliche per integrazione alla copertura

Coperture piane o installazioni al suolo

I moduli vengono posizionati sopra strutture in grado di garantire la corretta angolazione della superficie captante rispetto all'orizzontale.

In genere sono fissati su una struttura reticolare a falde, costituita da profilati in alluminio (traversa, appoggio, rinforzi, diagonali) che guidano le acque piovane in canali di raccolta alle estremità. La struttura è ancorata al suolo o al tetto piano con blocchi di calcestruzzo o piastre pesanti.

Nelle coperture di capannoni l'ancoraggio può essere effettuato con profilati ad "omega" in grado di realizzare l'interfaccia tra la copertura e la struttura d'appoggio dei moduli. Eventualmente può essere previsto l'ulteriore fissaggio della struttura mediante un sistema di tiranti, in relazione ai carichi.

Nel caso di sistemi a inseguimento solare il generatore è fissato su una struttura metallica fissata su pilastri ancorati al suolo mediante plinti di fondazione o blocchi fuori terra in calcestruzzo armato. Le sollecitazioni agenti sulle vele solari, causate da carichi permanenti e variabili, sono scaricate al suolo per mezzo degli ancoraggi.

È possibile stimare cubature di calcestruzzo pari a $1m^3$ per superfici veliche tra 5 e 9 m^2, a seconda dell'intensità dei carichi agenti.

Nel caso di vele solari, il generatore fotovoltaico può poggiare su una base circolare, all'interno della quale ruota una struttura di supporto; la base è ancorata a un telaio costruito "ad hoc".

	Posa a terra o su tetto piano		Strutture ad inseguimento	Strutture integrate		Installazioni industriali
	cavalletto	palo		tetti a falda	facciate	
Vantaggi	• Esente o quasi da manutenzione • Trasporto e montaggio semplice • Costo ridotto • Fondazioni poco impegnative • Orientamento ed inclinazione ottimali	• Possibilità di evitare zone d'ombra • Semplicità di progettazione e realizzazione • Orientamento ed inclinazione ottimali	• Ottimo rendimento complessivo del sistema	• Recupero di spazi marginali • Strutture di supporto leggere e poco visibili • Buoni risultati estetici	• Recupero di spazi marginali • Buoni risultati estetici • L'impianto presenta una buona visibilità	• Recupero di spazi marginali • Costi d'installazione contenuti • Facilità di progettazione e realizzazione • Manutenzione agevole • Ampia scelta nel tipo di modulo da utilizzare
Svantaggi	• Risultati estetici non ottimali • Spazio occupato	• Fondazioni impegnative • Costo maggiore	• Necessità di manutenzione • Trasporto e montaggio impegnativi • Costo delle strutture • Necessità di disporre di superfici più ampie	• Taglia dell'impianto limitata dalla superficie disponibile • Inclinazione e orientamento vincolati • Progettazione "caso × caso" • Problemi di manutenzione	• Taglia dell'impianto limitata dalla superficie disponibile • Costo elevato • Rendimento non ottimale	• Valenza architettonica limitata • Ridotta visibilità

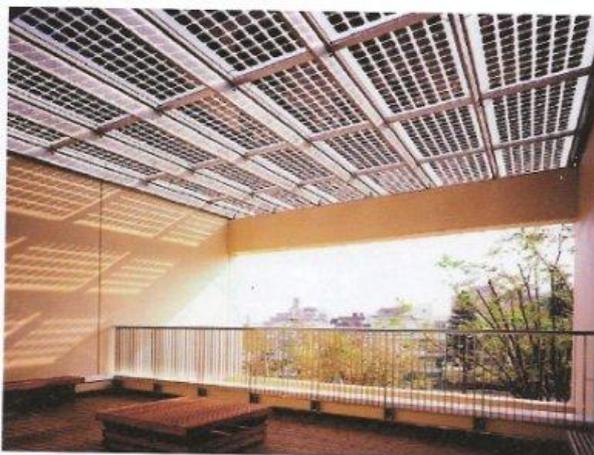
Tabella riassuntiva delle caratteristiche delle strutture di supporto

Altre tipologie

L'Allegato 2 al DM 6/8/2010 per l'incentivazione della produzione di energia solare fotovoltaica evidenzia altre soluzioni di fissaggio dei moduli ai fini del riconoscimento della tariffa incentivante.

In particolare prevede la posa su coperture non riconducibili a piani inclinati (es. cilindriche) per le quali suggerisce di posizionare la superficie captante su un piano parallelo al piano tangente con scostamento massimo di 10°.

Stessa tipologia di fissaggio può essere utilizzata per moduli fotovoltaici con funzione di frangisole.

Altre soluzioni di fissaggio possono rendersi necessarie ad esempio nel caso di serre, tettoie, pensiline, elementi di arredo urbano e barriere acustiche, in cui la struttura stessa dell'elemento può contenere (se accuratamente ingegnerizzata) il sistema di fissaggio dei moduli fotovoltaici.

Installazione su terrazzo con moduli tipo vetro-vetro

Ubicazione dispositivi elettrici e protezioni

Il posizionamento della quadristica elettrica, dei sistemi di conversione e dei gruppi di misura deve tenere in considerazione le esigenze installative locali e rispettare le prescrizioni delle normative vigenti.

Partendo dal punto di produzione dell'energia elettrica nell'impianto fotovoltaico si distinguono i quadri di campo in corrente continua, nei quali vengono installati i dispositivi di protezione dalle sovracorrenti e dalle sovratensioni ed effettuato, se del caso, il parallelo delle stringhe.

Tali quadri vengono installati nelle vicinanze dell'impianto fotovoltaico, al fine di facilitare l'esecuzione dei cablaggi in corrente continua (nel caso di un impianto caratterizzato da un elevato numero di stringhe e da un'estesa distribuzione dei moduli, per esempio sopra la copertura di un edificio), oppure in un apposito locale tecnico ove viene predisposta anche la conversione dell'energia ed eventualmente la misurazione.

In entrambi i casi è buona norma ridurre quanto possibile i percorsi dei cablaggi in corrente continua al fine di limitare le cadute di tensione e mantenere le sezioni dei cavi di stringa entro limiti ragionevoli (2,5-4-6 mm^2).

Solitamente il sistema di conversione e il gruppo di misurazione dell'energia prodotta di un impianto sono installati in un locale tecnico posto in prossimità dell'impianto fotovoltaico, dove, se gli spazi lo consentono, si possono installare i quadri elettrici, le protezioni d'interfaccia e il trasformatore d'isolamento galvanico.

Tale soluzione impiantistica consente di limitare le perdite di energia prodotta prima del punto di misura, avendo modo quindi di ottimizzare la valorizzazione economica dell'energia.

Il gruppo di misura dell'energia prodotta deve essere posizionato di facile accesso per il personale autorizzato dall'Ente Distributore. Vanno evitati sottotetti e scantinati.

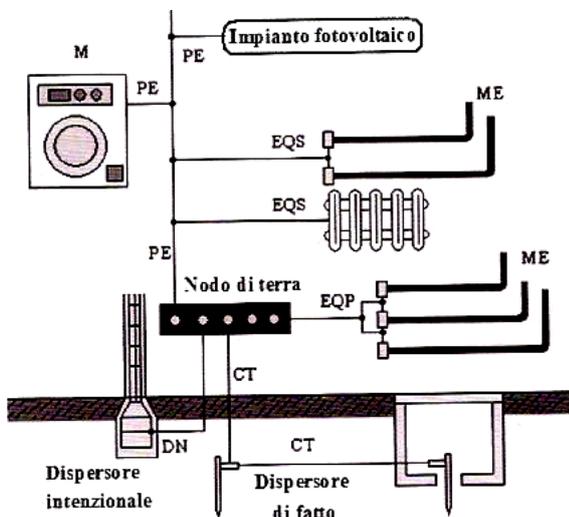
La protezione generale della linea fotovoltaica (es. interruttore magnetotermico differenziale) potrà essere installata con piccole modifiche all'interno del quadro generale già esistente, al fine di facilitare la gestione e il controllo di tutto l'impianto elettrico.

Impianto di terra

L'impianto di terra rappresenta una misura di protezione dai contatti indiretti, che viene coordinata con interruttori automatici di massima corrente o differenziali, in grado di intervenire in caso di dispersione di corrente verso terra.

Le norme di riferimento per la sua realizzazione sono la CEI 64-8 e la CEI 11-1.

La norma 64-8/4 prescrive che l'impianto di terra deve essere unico per masse simultaneamente accessibili. Solo in situazioni particolari, quando esista incompatibilità tra due diverse funzioni, si possono avere nello stesso ambiente due impianti di terra distinti.

In tali casi le parti metalliche collegate ai due diversi devono essere allontanate tra loro (oltre i 2,5 m) in modo che non possano essere toccate simultaneamente in caso di pericolo.

Schema di collegamento impianto di terra

Il collettore di terra può esser costituito da una barra in rame posizionata in luogo accessibile, in genere vicino al quadro elettrico principale. In ambienti più piccoli può essere utilizzato un apposito morsetto.

Al nodo di terra vengono collegati i conduttori equipotenziali, i conduttori di protezione e il conduttore di terra.

Il conduttore di protezione (giallo-verde) collega le masse all'impianto di terra e deve essere dimensionato in modo tale da sopportare sia le correnti di guasto verso terra sia le sollecitazioni meccaniche.

Nel caso di un impianto fotovoltaico la sezione del PE deve essere almeno di 16 mm^2 a causa del collegamento degli scaricatori di sovratensione (SPD). I valori delle sezioni del conduttore PE possono essere ricavati dalle seguenti tabelle.

Sezione del conduttore di fase in mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
Sezione minima del corrispondente conduttore di protezione in mm²	1,5	2,5	4	6	10	16	16	16	25	35	50	70	70	95	120

Conduttori di protezione, sezioni minime

Conduttori equipotenziali	Sezione del conduttore di protezione principale PE (mm²)	Sezione del conduttore equipotenziale (mm²)
Principale *EQP*	≤ 10 = 16 = 25 > 35	6 10 16 25
Supplementare *EQS*: • collegamento massa-massa	*EQS* ≥ *PE* di sezione minore	
• collegamento massa-massa estranea	*EQS* ≥ $^1/_2$ della sezione del corrispondente conduttore PE In ogni caso la sezione del conduttore *EQS* deve essere: ≥ 2,5 mm² se protetto meccanicamente ≥ 4 mm² se non protetto meccanicamente	

Conduttori equipotenziali, sezioni minime

Sezione del conduttore di fase in mm²	≤ 35	50	70	95	120	150	185	240
Sezione minima del conduttore di terra in rame in mm² non protetto meccanicamente	16(1)	25	35	50	70	70	95	120

Nota: (1) 25 mm² se non protetto contro la corrosione

Conduttori di terra, sezioni minime

I conduttori equipotenziali collegano le masse alle masse estranee (ME) e le masse estranee tra loro, allo scopo di assicurare l'equipotenzialità (conduttori equipotenziali supplementari EQS).

I conduttori equipotenziali principali (EQP) collegano direttamente le masse estranee al nodo di terra.

Il conduttore di terra collega il nodo principale di terra al dispersore.

La sezione del conduttore di terra viene dimensionata in funzione alla sezione del conduttore di fase, facendo riferimento alla linea di maggior sezione.

Nel caso di conduttore di rame non protetto meccanicamente, la sezione minima è di 16 mm^2.

Nel caso di installazione di un impianto fotovoltaico con collegamento di terra, la presenza degli scaricatori SPD connessi al PE induce a prevedere una misurazione preventiva dell'effettiva resistenza di terra del sistema disperdente al fine di verificarne l'efficacia prestazionale per la protezione dai contatti indiretti.

Indicativamente un valore di resistenza di terra inferiore o uguale a 20 Ω può essere considerato adatto al fine di garantire un buon livello di sicurezza dell'impianto.

Sistemi di monitoraggio

In molti casi la diagnostica disponibile a livello di inverter non consente un livello di monitoraggio adeguato, in quanto prevede l'analisi della sola produzione globale.

A causa del numero elevato di pannelli collegati a ogni inverter diventa di fatto impossibile capire se una stringa ha smesso di funzionare per qualsiasi motivo.

Esempio: nel caso di un impianto da 19,55 kWp con pannelli da 230 Wp e una configurazione da 1 inverter da 18 kW con 5 stringhe da 17 pannelli ciascuno si ha circa la suddivisione seguente:

- Contatore di scambio (85 pannelli)
- Singoli inverter (85 pannelli)
- Quadri di stringa (5) (17 pannelli).

Gli eventi da monitorare sono in generale:

- Rottura di un pannello (→ -230 W equivalente a -30 V sulla stringa)
- Rottura di una stringa (→ -3,91 kW equivalente a -8 A sul parallelo).

L'incidenza di tali eventi sulla potenza totale dipende dal livello del monitoraggio e cioè, rifacendosi all'esempio precedente:

Livello monitoraggio	Parametri nominali	Rottura di un pannello		Rottura di una stringa	
	I (A)	*P (W)*	*I (A)*	*P (W)*	*I (A)*
Contatore ENEL	26 Aac	-1,18%	~0%	-20%	-20%
Inverter	40 Adc	-1,18%	~0%	-20%	-20%
Quadri di stringa	8 Adc	-5,88%	~0%	-100%	-100%

Incidenza su potenza totale per monitoraggi differenti

Dalla tabella si evince che il monitoraggio è tanto più efficace quanto più viene effettuato a livello di singola stringa, ma questo si scontra con la necessità di contenere il numero di punti di monitoraggio e dei relativi sensori installati.

La soluzione più adottata prevede il monitoraggio delle correnti entranti negli inverter e la potenza immessa in rete dagli inverter stessi.

Questa soluzione, pur limitando il numero di punti di misura, non è in grado di garantire una risoluzione sufficiente per il monitoraggio, anche a causa delle piccole differenze nel rendimento dei singoli pannelli.

Prendendo come soglia per il rilevamento di un evento una variazione del 5% in una grandezza (potenza, corrente, tensione), è evidente che il monitoraggio a livello di inverter fa scattare un allarme solo se un'intera stringa interrompe il suo funzionamento oppure se 14-15 pannelli non generano la tensione prevista.

Una soluzione alternativa più accurata potrebbe essere realizzata a livello dei quadri di stringa aumentando da una parte i punti di misura, ma permettendo dall'altra di rilevare anomalie in modo chiaro anche quando un piccolo numero di pannelli viene danneggiato o presenta malfunzionamenti.

Sarebbe possibile intervenire tempestivamente e provvedere immediatamente per mantenere l'impianto in una condizione di produttività sempre ideale.

Diagnostica

Le funzioni principali di un sistema di monitoraggio con finalità diagnostiche sono:

- misura delle correnti
- misura dell'irraggiamento sull'impianto fotovoltaico
- misura della temperatura (ambientale o dei pannelli)
- comunicazione con la diagnostica interna degli inverter
- gestione automatica e processamento dati
- comunicazione degli allarmi per riportare l'impianto in condizioni normali.

Misuratori di corrente

Per misurare efficientemente la corrente che passa nei quadri di stringa e per evitare di introdurre elementi di dispersione (es. resistenze shunt), si utilizzano sensori ad effetto Hall che sono in grado di misurare con precisione le correnti di stringa senza interrompere il circuito.

Misuratori di irraggiamento

La misura dell'irraggiamento equivalente sulla superficie dei pannelli rappresenta il campione di riferimento rispetto a cui valutare l'efficienza dell'impianto.

Viene effettuata mediante una cella campione calibrata collegata direttamente al sistema di monitoraggio oppure integrata nei quadri di stringa.

Termometri

La temperatura del pannello, che influenza direttamente il rendimento delle celle fotovoltaiche, è misurata solitamente in diversi punti dell'impianto tramite termoresistenze standard di tipo PT100 collegate con la stazione di monitoraggio.

È anche utile rilevare la temperatura ambientale per ricavare il rendimento medio dei pannelli senza appoggiarsi a un'unica misura puntuale.

Diagnostica degli inverter

Gli inverter sono solitamente dotati di porte standard (RS485, RS232 o RJ45) per comunicare a un sistema centralizzato lo stato di funzionamento e i dati relativi alla produzione di energia elettrica istantanea.

Lo stato di funzionamento può comprendere anche eventi/errori che si sono succeduti nel corso dell'attività dell'inverter per permettere di ricostruire rapidamente le cause dei malfunzionamenti più frequenti.

Sistema di processamento dei dati

Le misure raccolte da tutte le apparecchiature (sensori di misura, inverter) vengono convogliate in un sistema di controllo che processa i dati in ingresso in modo da rilevare anomalie e guasti.

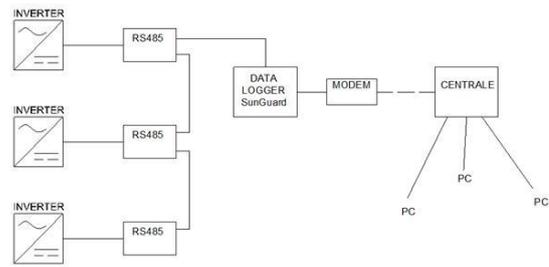
Un malfunzionamento può essere rilevato se, confrontando la produzione di ogni stringa con la produzione attesa in base ai dati di irraggiamento e temperatura, la produzione reale si discosta da quella ideale oltre una soglia prestabilita.

Il sistema di processamento si occupa anche di salvare su opportuni supporti (memoria locale o servizio di memorizzazione in rete) i dati di funzionamento dell'impianto al fine di renderli consultabili in qualunque momento dall'utente.

Schema di monitoraggio

Sistema di comunicazione degli allarmi

Il sistema di controllo è solitamente collegato con un sistema di comunicazione (rete, modem GSM/GPRS) in grado di connettere il sistema di monitoraggio con un PC in locale o direttamente con Internet in modo da segnalare tempestivamente ogni malfunzionamento e poter intervenire repentinamente sull'impianto.

I messaggi di allarme possono essere recapitati sotto forma di SMS e/o sotto forma di e-mail.

Collaudo

Il collaudo dell'impianto fotovoltaico viene eseguito a seguito del compimento di tutte le fasi operative necessarie per la messa in servizio, al fine di assicurare il rispetto di tutti i requisiti di sicurezza e di funzionalità previsti in fase di progetto, nonché la rispondenza alle norme CEI di riferimento.

Le verifiche condotte sull'impianto sono distinte in due tipi: verifiche a vista e prove dirette sui componenti.

Verifiche a vista

Le verifiche a vista hanno l'obiettivo di accertare che i componenti installati e le modalità installative siano conformi e rispondenti alle norme CEI di riferimento.

In particolare il collaudatore è tenuto a verificare la presenza di eventuali danneggiamenti dei componenti o la manifestazione di anomalie installative anche facendo uso di attrezzatura/strumentazione idonea.

Situazione tipiche riscontrabili in sede di collaudo sono: mancanza di ancoraggi, interruzione di connessioni elettriche, danneggiamento di involucri/impermeabilizzazioni, mancanza di dati di targa e di cartellonistica segnaletica di sicurezza.

Misure e prove

Le prove sugli impianti fotovoltaici avvengono a mezzo di misure e operazioni dirette sui componenti.

I controlli devono prevedere le seguenti verifiche:

- continuità elettrica delle interconnessioni tra i moduli, tra i vari punti dei circuiti di stringa, tra gli eventuali paralleli delle stringhe fino all'ingresso dei convertitori statici
- messa a terra di masse e scaricatori, mediante la verifica della continuità dell'impianto di terra a partire dai dispersori fino alle masse e alle masse estranee collegate
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse effettuando la misura della resistenza di isolamento tra ogni conduttore attivo (o ciascun gruppo completo di conduttori attivi) e l'impianto di terra. I valori di resistenza d'isolamento sono prescritti nella norma CEI 64-8/6 e le prove vengono eseguite in CC mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste con un carico di 1 mA
- corretto funzionamento dell'impianto durante le fasi di accensione, spegnimento, mancanza di rete del distributore verificando che i dispositivi siano installati e regolati in modo adeguato
- soddisfacimento delle seguenti condizioni elettriche, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m2:

$$P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * {}^{Gp}/_{G_{STC}}$$

$$P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

dove:

P_{cc} è la potenza in kW misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza inferiore al 2%

P_{ca} è la potenza attiva in kW misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza inferiore al 2%

P_{nom} è la potenza nominale in kW del generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dai fogli di dati rilasciati dal costruttore

G_p è l'irraggiamento in W/m2 misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare inferiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare inferiore all'1%

G_{stc} è l'irraggiamento in STC pari a 1000 W/m2.

Facendo riferimento alla prima condizione, la normativa ammette un valore complessivo di perdite pari al massimo al 15% della potenza nominale dell'impianto, includendo tutte le perdite (ohmiche, mismatching, temperatura, efficienza non lineare dei moduli in funzione dell'irraggiamento e risposta angolare).

Nel caso la temperatura rilevata sulla superficie posteriore dei moduli superi 40°C è ammessa la correzione in temperatura della potenza, con verifica della seguente condizione:

$$P_{cc} > (1 - P_{tpv} - 0{,}08) * P_{nom} * {G_p}/{G_{STC}}$$

dove P_{tpv} rappresenta la perdita causata dalla riduzione delle prestazioni del generatore quando la temperatura di lavoro delle celle è superiore a 25°C, calcolata come segue:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma$$

oppure come:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * G_p/0{,}8] * \gamma$$

dove:

T_{cel} temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termoresistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo in corrispondenza di una cella o mediante la misura della tensione a vuoto secondo la Norma CEI EN 60904-5

γ coefficiente di temperatura di potenza delle celle fotovoltaiche. Questo parametro sta a indicare la diminuzione di potenza generata all'aumentare della temperatura ed è fornito dal costruttore (per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0,4÷0,5 %/°C)

T_{amb} temperatura ambiente

NOCT temperatura nominale di lavoro della cella. Questo parametro, fornito dal costruttore, è tipicamente pari a 40÷50°C ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera

G_p irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli espresso in kW/m2.

Collaudo tecnico e amministrativo

Il collaudo tecnico-amministrativo ha lo scopo di verificare e certificare che la realizzazione dell'impianto sia avvenuta secondo le prescrizioni tecniche prestabilite, in conformità al progetto e alle eventuali varianti.

Tale collaudo può essere effettuato a cura di un professionista abilitato, non intervenuto in alcun modo sulla progettazione, direzione ed esecuzione dell'opera.

Al collaudatore deve essere messa a disposizione tutta la documentazione di progetto, con certificati di prova sui materiali, certificazioni di qualità ed eventuali rapporti di collaudi statici delle strutture di sostegno dei moduli.

Certificato di collaudo

A seguito delle operazioni di collaudo il collaudatore incaricato redige un verbale di visita nel quale elenca tutte le verifiche condotte, descrive i rilievi eseguiti, le misurazioni e i risultati ottenuti.

In un'apposita relazione il collaudatore confronta i dati di fatto ottenuti a seguito delle verifiche eseguite e i dati di progetto, esprimendosi circa la collaudabilità dell'opera e le condizioni o eventuali restrizioni.

Se l'impianto viene ritenuto collaudabile, il collaudatore redige il certificato di collaudo contenente i dati tecnici, amministrativi e contabili, i verbali delle visite e le condizioni/prescrizioni di collaudabilità.

Esercizio e manutenzione

La manutenzione e il controllo dell'impianto fotovoltaico durante l'esercizio rappresentano un aspetto essenziale ai fini dell'efficienza e sicurezza impiantistica.

Guasti o fuori servizio parziali di una delle stringhe che compongono il campo determinano una sensibile riduzione dell'energia prodotta.

Specie se l'impianto non è dotato di un sistema di monitoraggio, risulta necessario pianificare un controllo completo dell'impianto almeno una volta l'anno, preferibilmente prima dei mesi estivi, al fine di verificare il corretto funzionamento di tutti i componenti e l'efficienza del sistema.

Facendo riferimento agli aspetti di sicurezza elettrica già affrontati in precedenza, la manutenzione deve essere svolta da personale qualificato e, per impianti soggetti alla legge 37/08, da imprese abilitate ai sensi dalla legge medesima.

Le principali operazioni da svolgere durante la manutenzione sono le seguenti:

- esame a vista dell'impianto, prove e verifiche indicate nel paragrafo relativo ai collaudi ed eventualmente porre rimedio alle anomalie riscontrate
- manutenzioni dei convertitori statici, come da manuale tecnico del costruttore
- pulizia dei moduli mediante acqua, evitando l'utilizzo di spazzole dure e solventi.

Nell'eventualità d'intervento sui moduli per sostituire componenti (es. diodi di by-pass) o per eseguire prove e misure, è necessario garantire l'accessibilità ai moduli e alle cassette di terminazione.

Il controllo immediato relativo all'efficienza di produzione e alle condizioni di esercizio può essere condotto facendo uso del display di cui i convertitori statici sono dotati, valutando in tempo reale l'andamento dei parametri elettrici come tensione sviluppata, corrente erogata, potenza istantanea e massima.

La presenza di un sistema di monitoraggio permette di effettuare un controllo più dettagliato anche in remoto, consentendo di pianificare visite di manutenzione con frequenza ridotta (ogni 2-3 anni).

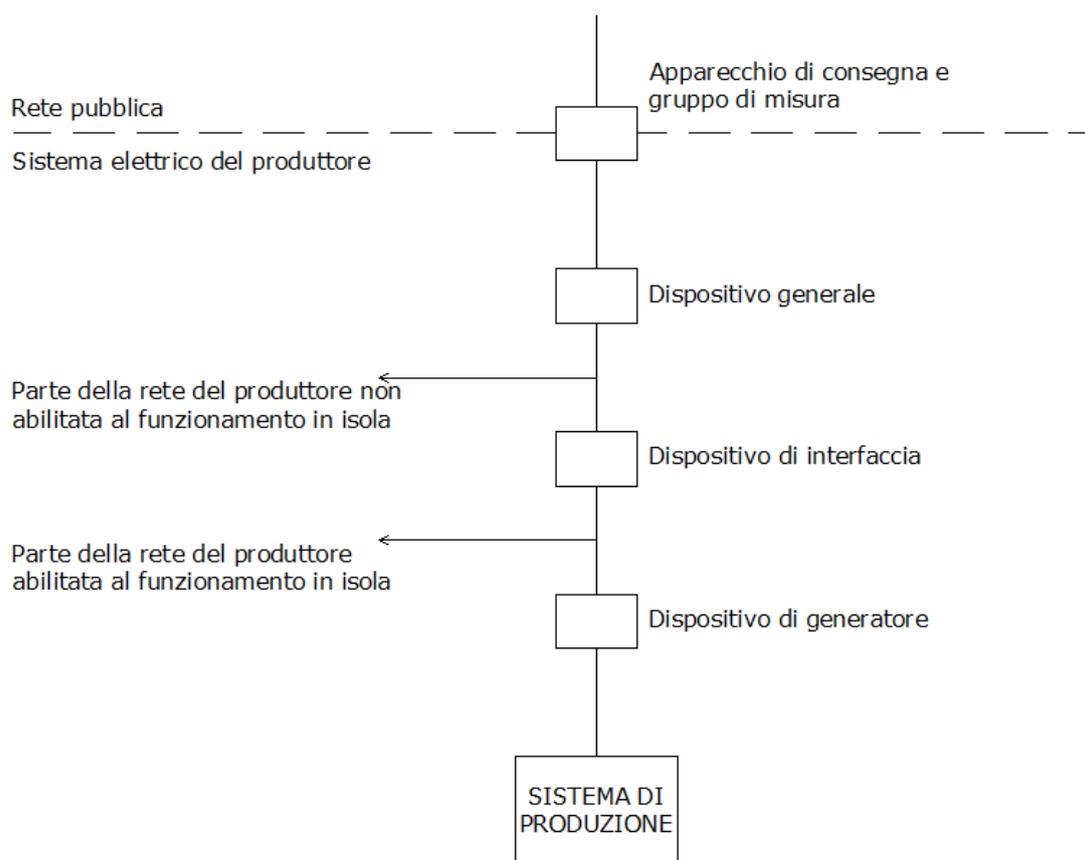
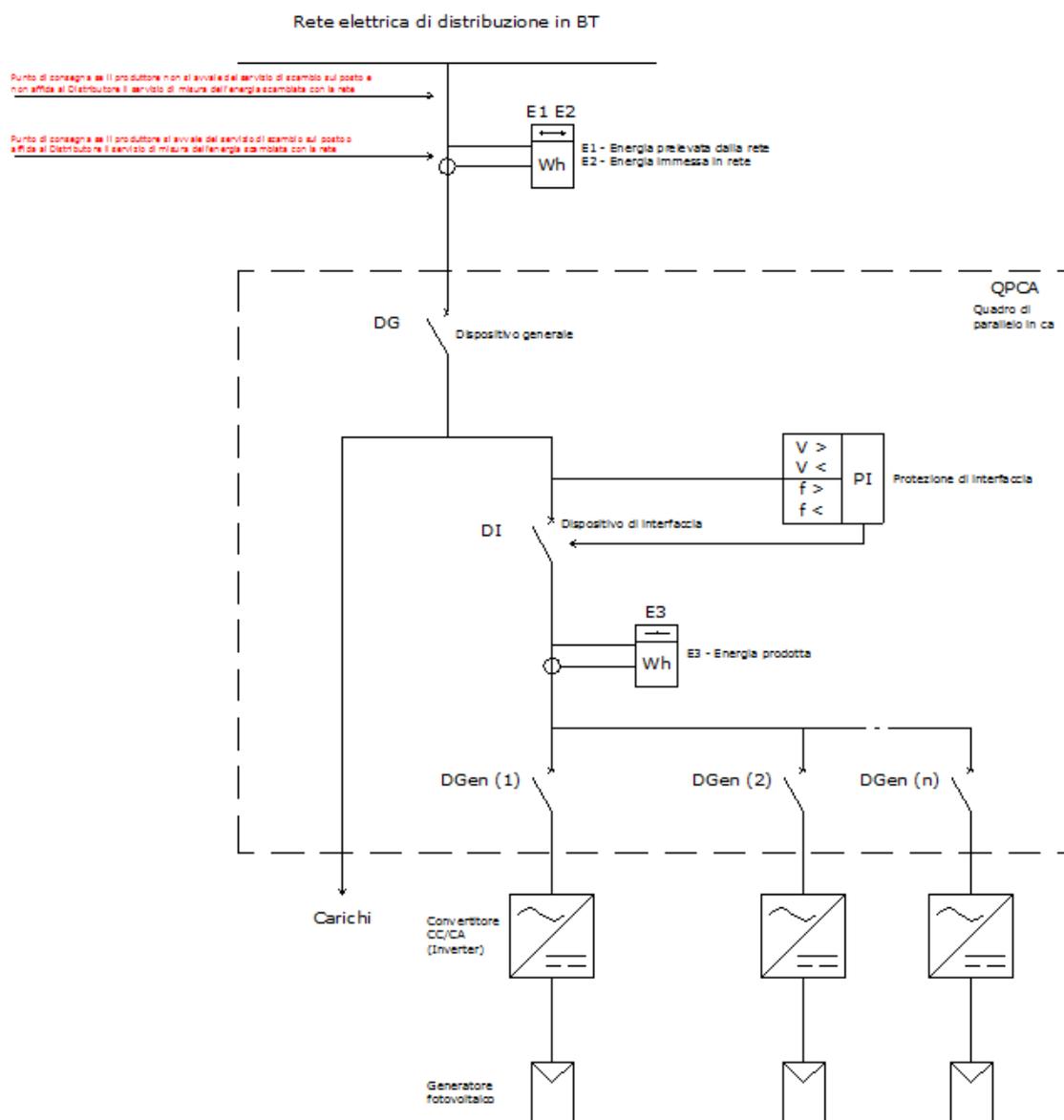
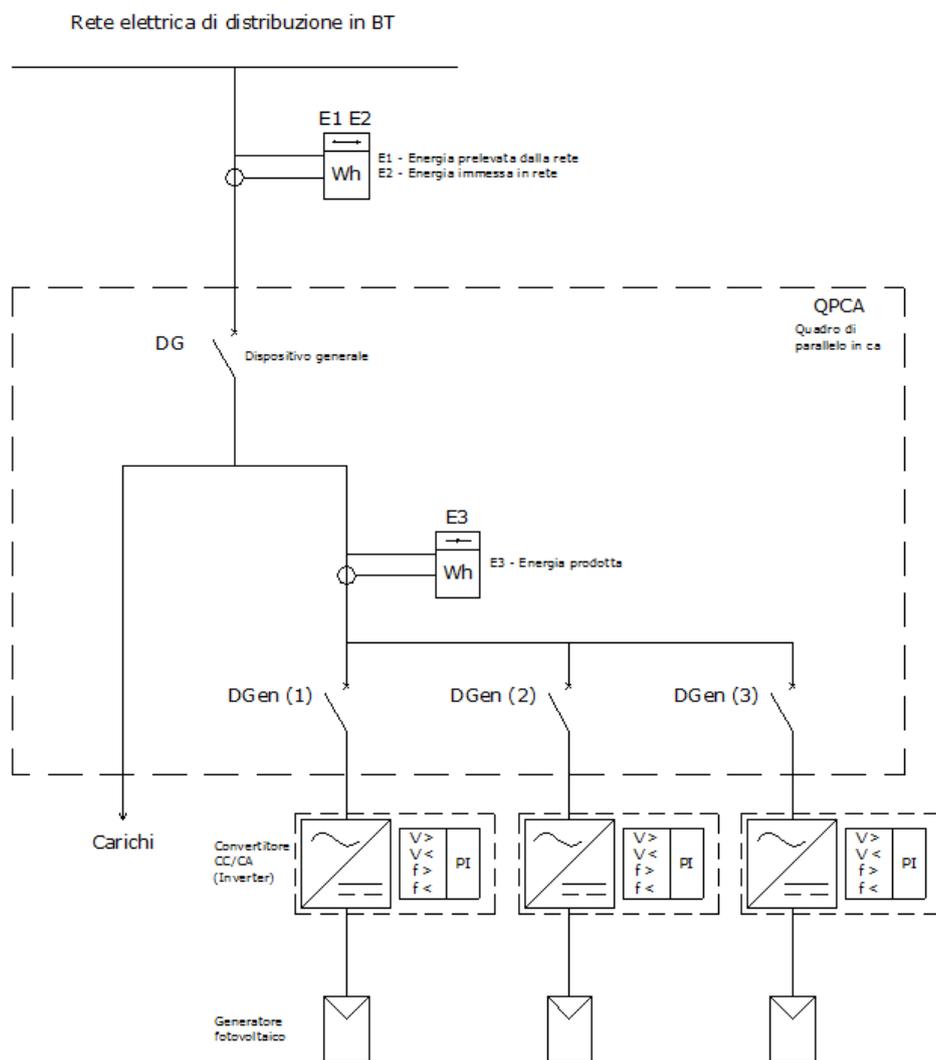
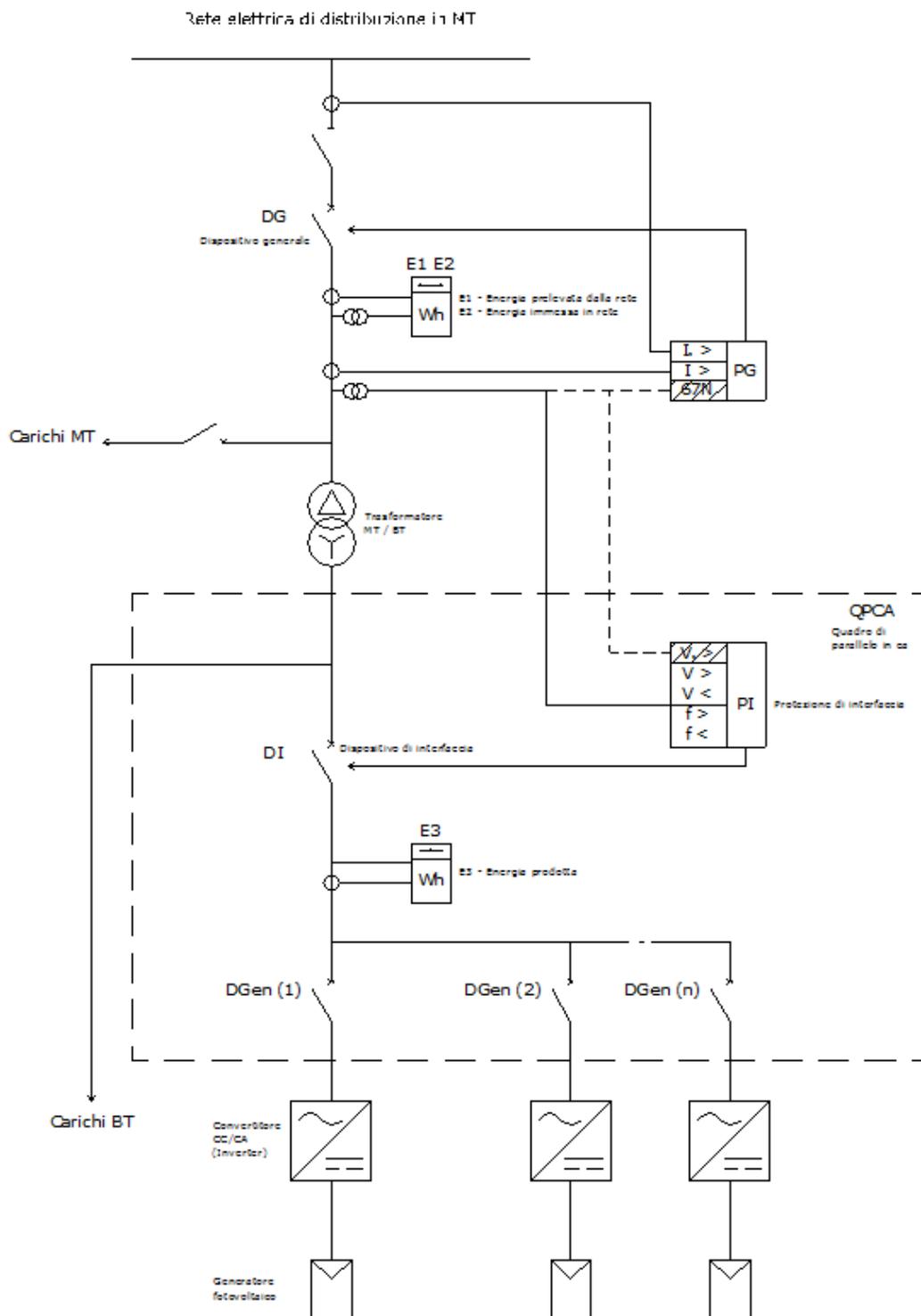
Leggi e normative di riferimento

Norme tecniche	
CEI 0-2	Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici (2002)
CEI 0-16	Regole tecniche di connessione per utenti attivi e passivi elle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica (2008)
CEI 11-20	Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria (2000)
CEI 11-27	Lavori su impianti elettrici (2005)
CEI 11-48	Esercizio degli impianti elettrici (2005)
CEI 13-4	Sistemi di misura dell'energia elettrica – composizione, precisione e verifica (2005)
CEI 17-5	Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: interruttori automatici (2007)
CEI 17-11	Apparecchiature a bassa tensione– Parte 3: interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra, sezionatori e unità combinate con fusibili (2000)
CEI 20-40	Guida per l'uso dei cavi in bassa tensione (1998)
CEI 20-67	Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV (2001)
CEI 23-3/1	Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata (2004)
CEI 23-51	Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare (2004)
CEI 64-8	Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua (2007)
CEI 81-10	Protezione contro i fulmini (2006)
CEI 82-1	Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione (2007)
CEI 82-3	Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: principi di misura per sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento (1998)
CEI 82-8	Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri– qualifica del progetto e omologazione del tipo (2006)
CEI 82-12	Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri – qualificazione del progetto e approvazione del tipo 1999)
CEI 82-22	Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici (2003)
CEI 82-25	Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione (2007)

CEI 82-27	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 1: prescrizioni per la costruzione (2007)
CEI 82-28	Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici – Parte 2: prescrizione per le prove (2007)
CEI-UNEL 35024/1	Portate dei cavi in regime permanente con posa in aria
CEI-UNEL 35026	per portate dei cavi in regime permanente con posa interrata

Riferimenti legislativi	
D.Lgs 29/12/2003 n.387	Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
Delibera AEEG 23/02/2005 n.34/05	Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica, di cui all'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29/12/2003 n.387 e al comma 41 della legge 23/08/2004 n.239
DM 28/07/2005	Criteri per l'incentivazione dell'energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
DLgs 19/08/2005 n.192	Attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia
DM 06/02/2006	Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare
Delibera AEEG 10/02/2006 n.28/06	Condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale non superiore a 20 kW, ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387
DM 19/02/2007	Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387
Delibera AEEG 11/04/2007 n.88/07	Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione
Delibera AEEG 11/04/2007 n.89/07	Condizioni tecnico economiche per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale a 1 kV
Delibera AEEG 11/04/2007 n.90/07	Attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici
Delibera AEEG 06/11/2007 n.280/07	Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04
Delibera AEEG 29/12/2007 n.348/07	Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione

Delibera AEEG 19/12/2007 n.333/07	Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011
Delibera AEEG ARG/elt 03/06/2008 n.74/08	Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto (TISP)
Delibera AEEG ARG/elt 23/07/2008 n.99/08	Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive - TICA)
Delibera AEEG ARG/elt 04/08/2010 n.125/10	Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA)
DM 06/08/2010	Incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare

Appendice 3 - Schemi elettrici di riferimento per impianti fotovoltaici

CEI 82-25 - Configurazione dl sistema di produzione in parallelo alla rete del distributore

CEI 82-25 - Impianto connesso a rete BT del distributore, caso in cui il produttore si avvale del servizio di scambio sul posto o affida al distributore il servizio di misura dell'energia scambiata con la rete

CEI 82-25 - Impianto fotovoltaico operante in parallelo alla rete BT del distributore, caso con n.3 inverter, connessione monofase o trifase, potenza del singolo convertitore inferiore a 6 kW, potenza complessiva dell'impianto inferiore a 20 kW, protezione d'interfaccia integrata in ciascun inverter

CEI 11-20 V1 e CEI 0-16 - Impianto fotovoltaico connesso a rete MT del distributore (le protezioni 67N e Vo> sono adottate in funzione della lunghezza della linea MT e della potenza complessiva dell'impianto di produzione)

Appendice 4 - Caso esempio di impianto monofase 6 kWp

Inquadramento dell'intervento

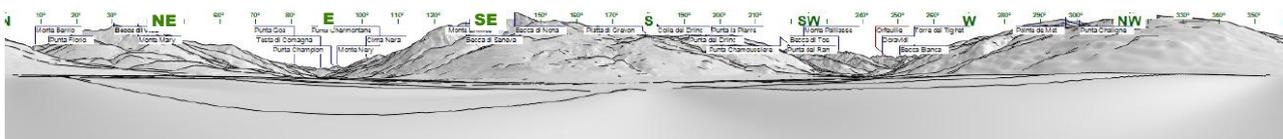
Impianto fotovoltaico sul tetto di una casa in via di realizzazione nel comune di Aosta.

Il sito è posto alle coordinate: latitudine 45°44' e longitudine 7°18' a una quota di 600 m slm.

Le falde del tetto che potranno essere utilizzate per posizionare l'impianto hanno orientamento est-ovest, con pendenza pari a 35°.

Le coperture del tetto saranno realizzate in lose con una soluzione che evita ombreggiamenti locali.

Dall'analisi dell'orografia locale emerge che vi sono ostacoli di rilievo che abbattono almeno in parte la produzione e la resa complessiva dell'impianto fotovoltaico.

Profilo dell'orizzonte:

Progettazione dell'intervento

Sono stati previsti moduli in silicio policristallino con le seguenti caratteristiche:

Dimensioni	
Larghezza	990 mm
Altezza	1.650 mm
Profondità	
Peso	19 Kg
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima erogabile	240 Wp
Rendimento	14,7 %
Tensione nominale	30 V
Tensione a vuoto	37,8 V
Tensione massima	1.000 V
Corrente nominale	8 A
Corrente di corto circuito	8,4 A
Altre caratteristiche	
Temperatura nominale di lavoro	45 °C
Coefficiente di tensione	-104 mV/°C
Coefficiente di corrente	2,3 mA/°C
Coefficiente di potenza	-0,47 %/°C

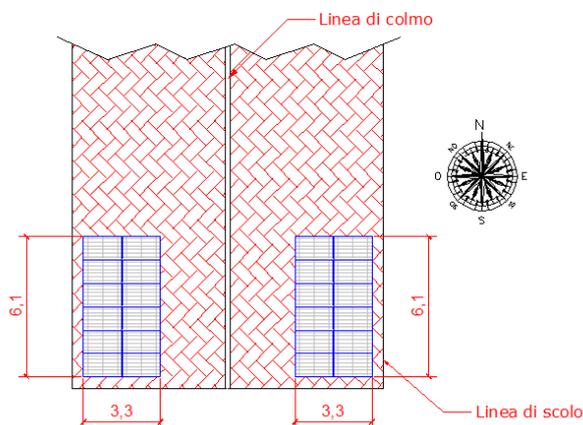
A causa della diversa esposizione delle superfici disponibili, i moduli vengono distribuiti sulle due falde al fine di garantire una produzione di energia lungo l'intera giornata. Per massimizzare la resa, vengono utilizzati 2 inverters:

Caratteristiche costruttive	
Inseguitori	1
Ingressi per inseguitore	2
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale	3,1 KW
Potenza massima	3,4 KW
Potenza massima per inseguitore	3,4 KW
Tensione nominale	360 V
Tensione massima	500 V
Tensione minima per inseguitore	150 V
Tensione massima per inseguitore	450 V
Tensione nominale di uscita	231 Vac
Corrente nominale	20 A
Corrente massima	20 A
Corrente massima per inseguitore	20 A
Rendimento	
Rendimento inverter	0,94

Vengono disposti 12 moduli fotovoltaici per falda per una potenza totale di 5,76 kWp in 4 stringhe, due per inverter.

Su ogni falda viene occupata un'area di circa 6,1m x 3,3m, da disporre in modo complanare alle superfici disponibili in copertura, al fine di raggiungere correttamente la tariffa incentivante per impianti su edifici di potenza compresa tra 3 e 20 kWp con connessione monofase (squilibrio in immissione tra tre fasi inferiore a 6 kW).

Stante la copertura in lose, per l'integrazione sul tetto viene adottato un catino metallico con portamoduli integrati in grado di garantire il corretto deflusso delle acque, evitando che i moduli fotovoltaici sbordino dal finito della superficie di copertura.

La disposizione dei pannelli preliminare evidenzia la possibilità di posizionare correttamente i campi fotovoltaici:

Vista in pianta della copertura in oggetto

Passando alla verifica dell'impianto così concepito si stima che le temperature cui sarà sottoposto l'intero impianto nella località in oggetto possono avere escursioni da -30°C a +65°C. Pertanto:

- Tensione minima Vn a +65°C = [30,0-0,104*(65-25)]*6 = 155,0 V maggiore di Vmpp min. (150,0 V)
- Tensione massima Vn a -30°C = [30,0-0,104*(-30-25)]*6 = 214,3 V inferiore a Vmpp max. (450,0 V)
- Tensione a vuoto Vo a -30°C = [37,8-0,104*(-30-25)]*6 = 261,1 V inferiore alla Vmax dell'inverter (500,0 V)
- Corrente di corto circuito = 16,8 A inferiore alla corrente massima inverter (20,0 A)
- Dimensionamento in potenza (84,7%) compreso tra 80,0% e il 120,0%

Irraggiamento solare sul piano orizzontale:

Mese	Totale giorno [MJ/m^2]	Totale mese [MJ/m^2]
Gennaio	3,6	74,4
Febbraio	6,2	95,2
Marzo	11,8	151,9
Aprile	16	201
Maggio	19,4	244,9
Giugno	21,8	252
Luglio	21,5	248
Agosto	18,2	220,1
Settembre	13,6	168
Ottobre	9,4	120,9
Novembre	5,4	78
Dicembre	3,6	65,1

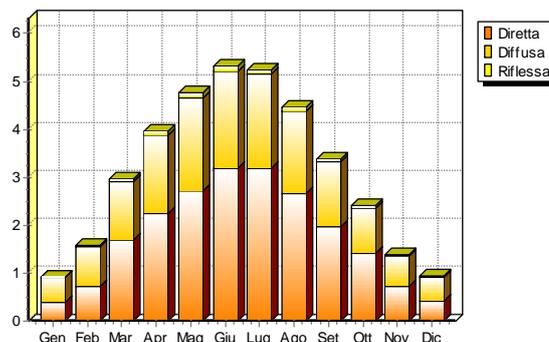
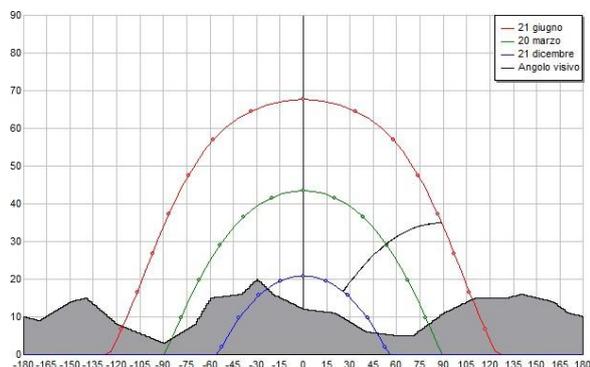
Irraggiamento giornaliero medio sul piano dei pannelli (kWh/m2):

Falda EST

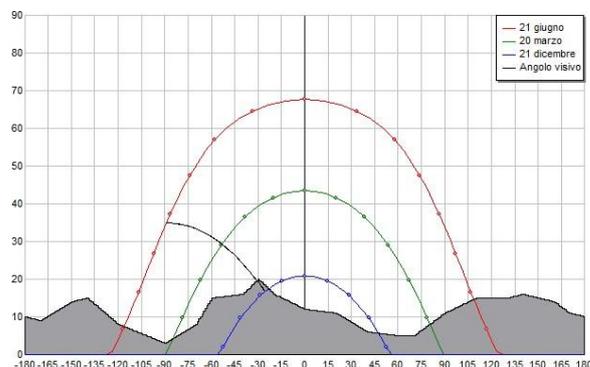
Diagramma di ombreggiamento e percorsi solari:

Irraggiamento solare sul piano dei moduli:

Mese	Rad. Diretta [kWh/m^2]	Rad. Diffusa [kWh/m^2]	Rad. Riflessa [kWh/m^2]	Totale giorno [kWh/m^2]	Totale mese [kWh/m^2]
Gennaio	0,229	0,526	0,018	0,774	23,98
Febbraio	0,627	0,825	0,031	1,483	41,52
Marzo	1,707	1,227	0,059	2,993	92,779
Aprile	2,34	1,632	0,08	4,052	121,564
Maggio	2,854	1,929	0,098	4,881	151,297
Giugno	3,326	2,027	0,11	5,463	163,895
Luglio	3,345	1,946	0,108	5,398	167,352
Agosto	2,782	1,722	0,091	4,595	142,441
Settembre	2,034	1,366	0,068	3,468	104,04
Ottobre	1,219	0,96	0,047	2,226	69,012
Novembre	0,434	0,644	0,027	1,104	33,133
Dicembre	0,236	0,487	0,018	0,741	22,974

Sommando l’ultima colonna si calcola l’Irraggiamento medio annuo:

Irr Est = 1.134,0 kWh/m²a

Falda OVEST

Diagramma di ombreggiamento e percorsi solari:

Irraggiamento solare sul piano dei moduli:

Mese	Rad. Diretta [kWh/m^2]	Rad. Diffusa [kWh/m^2]	Rad. Riflessa [kWh/m^2]	Totale giorno [kWh/m^2]	Totale mese [kWh/m^2]
Gennaio	0,384	0,526	0,018	0,928	28,763
Febbraio	0,73	0,825	0,031	1,586	44,405
Marzo	1,68	1,227	0,059	2,965	91,92
Aprile	2,24	1,632	0,08	3,952	118,568
Maggio	2,728	1,929	0,098	4,755	147,419
Giugno	3,181	2,027	0,11	5,318	159,554
Luglio	3,197	1,946	0,108	5,251	162,79
Agosto	2,651	1,722	0,091	4,464	138,381
Settembre	1,958	1,366	0,068	3,392	101,76
Ottobre	1,401	0,96	0,047	2,408	74,659
Novembre	0,725	0,644	0,027	1,395	41,863
Dicembre	0,424	0,487	0,018	0,929	28,79

Sommando l’ultima colonna si calcola l’Irraggiamento medio annuo:

IrrOvest = 1.138,9 kWh/m²a

La progettazione dei quadri di campo, in cui avviene il parallelo delle 2 stringhe che presentano la medesima giacitura, prevede l'inserimento di un fusibile sezionatore su ogni stringa associato ad un SPD.

Il cablaggio prevede cavi elettrici con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo FG7R 0.6/1 kV se in esterno o FG7 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo N07V-K se all'interno di cavidotti di edifici.

I cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro:blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in CC: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "–".

Descrizione	**Valore**
Identificazione:	CAVO DI STRINGA – QUADRO DI CAMPO
Lunghezza complessiva:	20 m
Lunghezza di dimensionamento:	10 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	13 - cavi unipolari con guaina, con o senza armatura su passerelle perforate
Disposizione:	Strato su passerelle perforate (o non) orizzontali o verticali
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7R 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	2x(1x4)
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	4 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	4 mm²
N° conduttori PE:	
Sez. PE:	
Tensione nominale:	360 V
Corrente d'impiego:	8,0 A
Corrente di c.c. moduli	8,4 A

Descrizione	**Valore**
Identificazione:	CAVO QUADRO DI CAMPO – INVERTER
Lunghezza complessiva:	45 m
Lunghezza di dimensionamento:	45 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	12 - cavi multipolari con o senza armatura su passerelle non perforate
Disposizione:	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate
Tipo cavo:	Multipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7OR 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	3G4
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	4 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	4 mm²
N° conduttori PE:	1
Sez. PE:	4 mm²
Tensione nominale:	360 V

Corrente d'impiego:	8,0 A
Corrente di c.c. moduli	8,4 A

Riepilogo cablaggi:

Descrizione	Valore
Identificazione:	CAVO INVERTER – QUADRO DI MISURA
Lunghezza complessiva:	15,75 m
Lunghezza di dimensionamento:	15,75 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	12 - cavi multipolari con o senza armatura su passerelle non perforate
Disposizione:	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate
Tipo cavo:	Multipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7OR 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	3G10
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	10 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	10 mm²
N° conduttori PE:	1
Sez. PE:	10 mm²
Tensione nominale:	231 V
Corrente d'impiego:	11,7 A

Analisi falda Est

Calcolando le Perdite di potenza Disp, ottenute mediante combinazione probabilistica delle singole perdite e non come somma algebrica:

Perdite per ombreggiamento	4,20 %
Perdite per aumento di temperatura	4,18 %
Perdite di mismatching	5,00 %
Perdite in corrente continua	1,50 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...)	5,00 %
Perdite per conversione	6,00 %
Perdite totali	**23,29 %**

L'energia totale prodotta dal generatore relativo alla falda Est alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

E = 2,88 * IrrEst / 1000 * (1-Disp) = 2.614,9 kWh

Analisi falda Ovest

Calcolando le Perdite di potenza Disp, ottenute mediante combinazione probabilistica delle singole perdite e non come somma algebrica:

Perdite per ombreggiamento	3,79 %
Perdite per aumento di temperatura	4,01 %
Perdite di mismatching	5,00 %
Perdite in corrente continua	1,50 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...)	5,00 %
Perdite per conversione	6,00 %
Perdite totali	**22,82 %**

L'energia totale prodotta dal generatore relativo alla falda Ovest alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

E = 2,88 * IrrOvest / 1000 * (1-Disp) = 2.631,0 kWh

Concludendo, la produzione di energia elettrica annua stimata per l'impianto è pari a 5.245,9 kWh totali.

Nella pagina seguente sono riportati gli schemi unifilari.

Rete elettrica Bassa Tensione
Vano contatore esistente
DG
E1 - E2
CONTATORE SUL
PUNTO DI FORNITURA
Wh
DG
Quadro di parallelo in corrente alternata
QPCA
S1
DGFV - DDI
Q1
PI
DG Utenza i
Linee utente
E3
CONTATORE DI
PRODUZIONE
Q2
DGeneratore1
Q3
DGeneratore2
a INV 1
a INV 2

INV 1 (falda Ovest)
INV 2 (falda Est)
da Q2
da Q3
QC1
QC2
S2
S3
Lato sotto copertura
Lato sopra copertura
2 STRINGHE
da N. 6 Moduli FV
da 240 Wp
P=2,88 kWp

Appendice 5 - Caso esempio di impianto trifase 20 kWp

Inquadramento dell'intervento

Impianto sulla copertura piana di un edificio industriale con l'obiettivo di produrre energia per l'attività interna (consumo annuo = 10.000 kWh) e vendere l'energia prodotta in esubero.

Coordinate del sito: latitudine 40°21' e longitudine 18°10' a una quota di 20 m slm.

In sito è presente una connessione trifase. La superficie piana disponibile in copertura risulta sgombra da elementi sporgenti dalla copertura.

Lo skyline del sito appare decisamente piatto. Si escludono pertanto ombreggiamenti clinometrici.

Vista la natura dell'installazione vanno evitati ombreggiamenti locali e scelti opportunamente tilt e interdistanza per evitare auto-ombreggiamenti.

Profilo dell'orizzonte:

Progettazione dell'intervento

Caratteristiche moduli in silicio monocristallino:

Dimensioni	
Larghezza	990 mm
Altezza	1.650 mm
Profondità	
Peso	19 Kg
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima erogabile	235 Wp
Rendimento	14,4 %
Tensione nominale	29,8 V
Tensione a vuoto	37,6 V
Tensione massima	1.000 V
Corrente nominale	7,9 A
Corrente di corto circuito	8,4 A
Altre caratteristiche	
Temperatura nominale di lavoro	45 °C
Coefficiente di tensione	-104 mV/°C
Coefficiente di corrente	2,3 mA/°C
Coefficiente di potenza	-0,47 %/°C
Tolleranza di resa	

È stato previsto un inverter centralizzato con le seguenti caratteristiche:

Caratteristiche costruttive	
Inseguitori	1
Ingressi per inseguitore	1
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale	18 KW
Potenza massima	18 KW
Potenza massima per inseguitore	18 KW
Tensione nominale	640 V
Tensione massima	800 V
Tensione minima per inseguitore	330 V
Tensione massima per inseguitore	700 V
Tensione nominale di uscita	400 Vac
Corrente nominale	63 A
Corrente massima	63 A
Corrente massima per inseguitore	63 A
Rendimento	
Rendimento inverter	0,95

Si prevedono 5 stringhe da 17 moduli ciascuna, per una potenza totale di 19,975 kWp. Saranno orientate a Sud con angolo di tilt ottimo per massimizzare la produzione annua.

L'angolo di tilt ottimo risulta pari a 31° e l'interdistanza tra i moduli deve assicurare 3,3m per la configurazione adottata:

Disposizione dei pannelli preliminare:

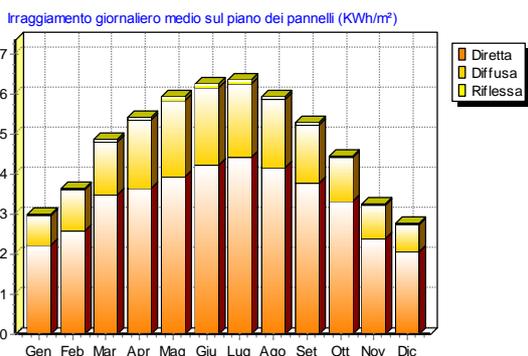
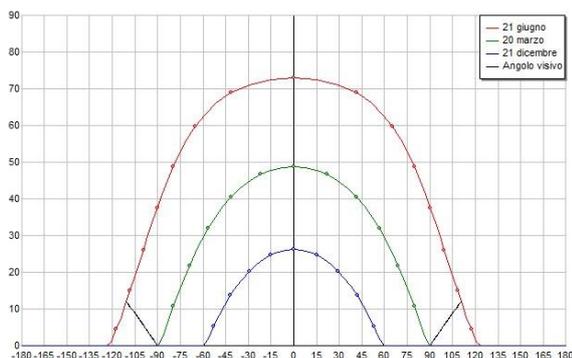
Vista in pianta di esposizione dei moduli

Passando alla verifica dell'impianto così concepito si stima che le temperature cui sarà sottoposto l'intero impianto (dovuta alla località di interesse) possono avere escursioni da -5°C a +70°C. Pertanto:

- Tensione minima Vn a +65°C = [29,8-0,104*(70-25)]*17 = 427,0 V maggiore di Vmpp min. (330,0 V)
- Tensione massima Vn a -5°C = [29,8-0,104*(-5-25)]*17 = 559,6 V inferiore a Vmpp max. (700,0 V)
- Tensione a vuoto Vo a -5°C = [37,6-0,104*(-5-25)]*17 = 692,2 V inferiore alla Vmax dell'inverter (800,0 V)
- Corrente di corto circuito = 41,8 A inferiore alla corrente massima inverter (63,0 A)
- Dimensionamento in potenza (111,0%) compreso tra 80,0% e il 120,0%

Irraggiamento solare su piano orizzontale:

Mese	Totale giorno [MJ/m^2]	Totale mese [MJ/m^2]
Gennaio	7	93
Febbraio	9,7	112
Marzo	14,6	170,5
Aprile	18,5	204
Maggio	22,1	226,3
Giugno	24,3	222
Luglio	24,2	201,5
Agosto	21	186
Settembre	16,6	162
Ottobre	12,1	130,2
Novembre	7,8	99
Dicembre	6,2	83,7

Irraggiamento giornaliero medio sul piano dei moduli [kWh/m2]:

Il diagramma di ombreggiamento risulta sgombro da ombreggiamenti clinometrici:

e la relativa tabella di irraggiamento solare sul piano dei moduli:

Mese	Rad. Diretta [kWh/m²]	Rad. Diffusa [kWh/m²]	Rad. Riflessa [kWh/m²]	Totale giorno [kWh/m²]	Totale mese [kWh/m²]
Gennaio	2,22	0,763	0,028	3,01	93,317
Febbraio	2,57	1,032	0,038	3,641	101,949
Marzo	3,48	1,338	0,057	4,876	151,161
Aprile	3,661	1,693	0,073	5,427	162,815
Maggio	3,952	1,903	0,088	5,943	184,233
Giugno	4,24	1,94	0,097	6,277	188,297
Luglio	4,415	1,851	0,096	6,362	197,217
Agosto	4,157	1,709	0,083	5,949	184,418
Settembre	3,78	1,434	0,065	5,28	158,402
Ottobre	3,326	1,09	0,048	4,463	138,368
Novembre	2,399	0,823	0,031	3,253	97,583
Dicembre	2,056	0,69	0,024	2,77	85,885

Sommando l'ultima colonna si calcola l'Irraggiamento medio annuo:

Irr = 1.743,6 kWh/m^2a

La progettazione del singolo quadro di campo (in cui avviene il parallelo delle 5 stringhe) prevede l'inserimento di un fusibile sezionatore su ogni stringa associato ad un SPD.

Il cablaggio viene realizzato tramite di cavi elettrici con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo FG7R 0.6/1 kV se in esterno o FG7 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo N07V-K se all'interno di cavidotti di edifici.

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in CC:chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "–"

Descrizione	Valore
Identificazione:	CAVO DI STRINGA – QUADRO DI CAMPO
Lunghezza complessiva:	125 m
Lunghezza di dimensionamento:	30 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	13 - cavi unipolari con guaina, con o senza armatura su passerelle perforate
Disposizione:	Strato su passerelle perforate (o non) orizzontali o verticali
Tipo cavo:	Unipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7R 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	2x(1x4)
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	4 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	4 mm²
N° conduttori PE:	
Sez. PE:	
Tensione nominale:	507 V
Corrente d'impiego:	7,9 A
Corrente di c.c. moduli	33,4 A

Descrizione	Valore
Identificazione:	CAVO QUADRO DI CAMPO – INVERTER
Lunghezza complessiva:	40 m
Lunghezza di dimensionamento:	40 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	12 - cavi multipolari con o senza armatura su passerelle non perforate
Disposizione:	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate
Tipo cavo:	Multipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7OR 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	2x16+1G4
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	16 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	1
Sez. negativo/neutro:	16 mm²
N° conduttori PE:	1
Sez. PE:	4 mm²
Tensione nominale:	507 V
Corrente d'impiego:	39,5 A
Corrente di c.c. moduli	41,8 A

Descrizione	Valore
Identificazione:	CAVO INVERTER – QUADRO DI MISURA
Lunghezza complessiva:	10 m
Lunghezza di dimensionamento:	10 m
Circuiti in prossimità:	1
Temperatura ambiente:	30°
Tabella:	CEI-UNEL 35024/1
Posa:	12 - cavi multipolari con o senza armatura su passerelle non perforate
Disposizione:	Singolo strato su muro, pavimento o passerelle non perforate
Tipo cavo:	Multipolare
Materiale:	Rame
Designazione:	FG7OR 0.6/1 kV
Tipo di isolante:	EPR
Formazione:	4G10
N° conduttori positivo/fase:	1
Sez. positivo/fase:	10 mm²
N° conduttori negativo/neutro:	0
Sez. negativo/neutro:	10 mm²
N° conduttori PE:	1
Sez. PE:	10 mm²
Tensione nominale:	400 V
Corrente d'impiego:	26,0 A

Calcolando le Perdite di potenza Disp (combinazione probabilistica):

Perdite per ombreggiamento	0,00 %
Perdite per aumento di temperatura	6,85 %
Perdite di mismatching	5,00 %
Perdite in corrente continua	1,50 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...)	5,00 %
Perdite per conversione	5,00 %
Perdite totali	**21,33 %**

L'energia totale prodotta alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) si calcola come:

E = 19,975 * Irr / 1000 * (1-Disp) = 27.399,3kWh

La produzione stimata è sufficiente a garantire copertura del fabbisogno attuale e ad assicurare un surplus da destinare alla vendita in rete.

Nel seguito si riportano gli schemi unifilari.

Rete elettrica Bassa Tensione
Vano contatore esistente
DG
Wh
E1 - E2
CONTATORE SUL
PUNTO DI FORNITURA
DG
Quadro di parallelo in corrente alternata
QPCA
S1
Collettore di
terra locale
Al dispersore di
terra utente
DG Utenza i
Q1
DGFV
3P+N
In=40A
FG7OR 0.6/1 kV 3x10 mmq
Linee utente
Wh
E3
CONTATORE DI
PRODUZIONE
FG7OR 0.6/1 kV 3x10 mmq
Q2
DGeneratore
3P+N
In=40A
Idn=0,03 A
a INV 1

da Q2
INV 1
Collettore di terra locale
Al dispersore di terra utente
FG7OR 0.6/1 kV 3x10 mmq
V >
V <
f >
f <
PI
FG7OR 0.6/1 kV 1x16 mmq
QC1
10 A
S2
FG7M2 0.6/1 kV 1x4 mmq
Lato sotto copertura
Lato sopra copertura
Generatore fotovoltaico
5 STRINGHE
da N. 17 Moduli FV
da 235 Wp
Collettore di terra locale
P=19,975 kWp
Al dispersore di terra utente